

Rapport trimestriel aux actionnaires

Deuxième trimestre de 2023

Points saillants des résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Bénéfice				
Produits	3 830	3 637	7 758	7 137
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	250	889	1 563	1 247
par action ordinaire – de base	0,24 \$	0,90 \$	1,53 \$	1,27 \$
BAlIA comparable ¹	2 474	2 369	5 249	4 757
Résultat comparable	981	979	2 214	2 082
par action ordinaire	0,96 \$	1,00 \$	2,16 \$	2,12 \$
Flux de trésorerie				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 510	942	3 584	2 649
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 754	1 566	3 820	3 431
Dépenses d'investissement ²	2 991	1 491	6 024	3 228
Dividendes déclarés				
par action ordinaire	0,93 \$	0,90 \$	1,86 \$	1,80 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	1 027	983	1 024	982
– émises et en circulation à la fin de la période	1 029	984	1 029	984

- 1 Des renseignements complémentaires sur le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle), la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable, sont présentés à la rubrique « Résultats consolidés ».
- 2 Comprennent les dépenses en immobilisations, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Se reporter à la rubrique « Situation financière – Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement » pour un complément d'information.

Rapport de gestion

Le 27 juillet 2023

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

Le présent rapport de gestion devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2022. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2022. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

INFORMATION PROSPECTIVE

Nous communiquons de l'information prospective afin d'aider le lecteur à comprendre l'évaluation que fait la direction de nos plans et perspectives financières pour l'avenir, ainsi que des perspectives futures en général.

Les énoncés prospectifs reposent sur certaines hypothèses et sur ce que nous savons et ce à quoi nous nous attendons présentement. Ils comprennent généralement des verbes comme « **prévoir** », « **s'attendre** », « **croire** », « **pouvoir** », « **devoir** », « **estimer** », « **projeter** », « **entrevoir** » et d'autres termes du genre.

Les énoncés prospectifs présentés dans le présent rapport de gestion incluent des renseignements portant notamment sur :

- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion, y compris les acquisitions;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition, de même que la gestion de notre portefeuille;
- les attentes quant à la nouvelle société menant les activités liées aux pipelines de liquides après la clôture de la transaction de scission, y compris la direction et les cotes de crédit s'y rapportant;
- les attentes concernant la taille, la structure le calendrier, les modalités et les résultats des transactions courantes et futures, y compris la monétisation de certains pipelines, la transaction de scission et notre programme de sortie d'actifs;
- les énoncés à l'égard de l'établissement d'un partenariat avec Global Infrastructure Partners et le calendrier prévu de la clôture;
- la croissance prévue des dividendes;
- les prévisions quant à l'accès à des sources de financement et le coût prévu du capital;
- l'intensité attendue de la demande énergétique;
- les coûts et les calendriers prévus des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations, les obligations contractuelles, les engagements et les passifs éventuels, y compris les coûts des mesures environnementales correctives;
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- nos objectifs de réduction des émissions de GES;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- l'incidence prévue de modifications au régime fiscal et aux normes comptables à venir;
- les engagements et les cibles contenus dans notre Rapport sur la durabilité et notre Plan de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES);
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique, y compris leur incidence sur nos clients et nos fournisseurs.

Les énoncés prospectifs ne constituent pas une garantie de la performance future. Les résultats et événements réels pourraient varier considérablement de ceux prévus du fait des hypothèses, des risques et des incertitudes auxquels la société est soumise ou des événements qui se produisent après la date de publication du présent rapport de gestion.

Les informations prospectives sont fondées sur les hypothèses clés qui suivent et elles sont soumises aux risques et incertitudes ci-après :

Hypothèses

- la concrétisation des avantages que nous prévoyons de tirer des acquisitions, des cessions, de la transaction de scission et de la transition énergétique;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement;
- l'accès aux marchés des capitaux, notamment grâce à la gestion de notre portefeuille;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique, y compris leur incidence sur nos clients et fournisseurs;
- les taux d'inflation, les prix des produits de base et les coûts de la main-d'œuvre;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- la nature et la portée des activités de couverture.

Risques et incertitudes

- la concrétisation des avantages que nous prévoyons de tirer des acquisitions, des cessions, de la transaction de scission et de la transition énergétique;
- les modalités, le calendrier et la réalisation de la transaction de scission, y compris la réception en temps opportun de toutes les approbations réglementaires et décisions fiscales nécessaires;
- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques, y compris le projet Focus, et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- notre capacité à mettre en application une stratégie de répartition du capital qui s'harmonise avec notre objectif de maximiser la valeur actionnariale;
- le rendement en matière d'exploitation de nos pipelines, actifs de production d'électricité et actifs de stockage;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinères;
- le montant des paiements de capacité et des produits tirés des actifs de production d'électricité attribuables à la capacité disponible;
- les volumes de production des bassins d'approvisionnement;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- le coût et la disponibilité de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux et les pressions inflationnistes y afférentes;
- la disponibilité et le prix des produits de base sur le marché;
- l'accès aux marchés des capitaux selon des modalités avantageuses;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les décisions de réglementation et l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- notre capacité à prévoir et à évaluer correctement les changements apportés aux politiques et à la réglementation gouvernementales, notamment ceux qui ont trait à l'environnement;
- la possibilité de réaliser la valeur de certains actifs corporels et recouvrements contractuels;
- la concurrence dans les secteurs où nous exerçons nos activités;
- des conditions météorologiques inattendues ou inhabituelles;
- des manifestations de désobéissance civile;
- la cybersécurité et les innovations technologiques;

- les facteurs ESG;
- l'effet de la transition énergétique sur nos activités;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale;
- les crises sanitaires mondiales, telles que les pandémies et les épidémies, et les répercussions s'y rapportant.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres encore, le lecteur est prié de consulter la suite de ce rapport de gestion ainsi que nos autres rapports déposés auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la SEC des États-Unis, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2022.

Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, étant donné que les résultats réels pourraient afficher des différences appréciables, et il ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où elles ont été avancées. Nous ne mettons pas à jour les énoncés prospectifs pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, sauf si la loi l'exige.

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

Il est possible d'obtenir de plus amples renseignements au sujet de TC Énergie dans notre notice annuelle et dans d'autres documents d'information accessibles sur SEDAR+ (www.sedarplus.ca).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA comparable;
- BAII comparable;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- fonds provenant de l'exploitation;
- fonds provenant de l'exploitation comparables.

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR, et c'est pourquoi elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Les analyses dans le présent rapport de gestion des facteurs ayant une incidence sur le résultat comparable concordent avec celles portant sur les facteurs ayant une incidence sur le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, sauf indication contraire. Les analyses dans le présent rapport de gestion des facteurs ayant une incidence sur le bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement comparable (« BAIIA comparable ») et sur le bénéfice avant les intérêts et les impôts comparable (« BAII comparable ») concordent avec celles portant sur les facteurs ayant une incidence sur le bénéfice sectoriel, sauf indication contraire.

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée. Sauf mention contraire, ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin.

Toute décision de ne pas ajuster une mesure comparable en fonction d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur :

- les gains ou les pertes sur la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- les remboursements d'impôts sur le bénéfice, les provisions pour moins-value et les ajustements résultant de modifications apportées aux lois et aux taux d'imposition en vigueur;
- les provisions pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- les règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles, les règlements dans le cadre de faillites et d'autres règlements;

- la dépréciation des écarts d'acquisition, des immobilisations corporelles, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et d'autres actifs;
- les coûts d'acquisition et d'intégration;
- les coûts de restructuration;
- les ajustements latents de la juste valeur liés aux activités de gestion des risques des fonds investis de Bruce Power pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite;
- les gains latents et les pertes latentes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés dans les activités de gestion des risques financiers et des risques liés aux prix des produits de base.

Nous excluons des mesures comparables les gains et les pertes latent(e)s découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés dans nos activités de gestion des risques financiers et des risques liés au prix des produits de base. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Les variations de la juste valeur, y compris de notre quote-part des variations de la juste valeur liées à Bruce Power, sont imputées au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Avant le remboursement intégral du prêt libellé en pesos à recevoir d'une société affiliée au premier trimestre de 2022, nous excluons des mesures comparables les gains et les pertes de change latent(e)s sur ce prêt ainsi que la quote-part correspondante des gains et pertes de change liés à Sur de Texas, car les montants ne reflétaient pas de façon juste les gains et les pertes qui seraient réalisés au règlement. Comme ils se compensent réciproquement au cours de chaque période de présentation de l'information financière, ces montants n'ont pas d'incidence sur le résultat net.

En 2023, TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») a conclu une facilité de crédit renouvelable non garantie avec Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (« TGNH »). Le prêt et l'emprunt sont éliminés lors de la consolidation. Toutefois, en raison des différences de monnaies dans lesquelles chaque entité présente ses résultats financiers, le bénéfice net est touché lors de la conversion du prêt et de l'emprunt dans la monnaie de présentation de TC Énergie. Étant donné que ces montants ne reflètent pas de façon juste les montants qui seront réalisés au règlement, à compter du deuxième trimestre de 2023, nous avons exclu des mesures comparables les gains et les pertes de change latents sur le prêt ainsi que les gains et les pertes de change latents correspondants sur l'emprunt.

Au deuxième trimestre de 2023, nous avons comptabilisé un montant supplémentaire au titre des coûts des mesures environnementales correctives se rapportant à l'incident survenu à la borne kilométrique 14. Nous disposons de polices d'assurance adéquates et nous estimons qu'il demeure probable que la majeure partie des coûts des mesures environnementales correctives soit admissible à un recouvrement aux termes des assurances existantes. Nous prévoyons qu'une tranche de ce produit d'assurance proviendra de notre filiale d'assurance captive en propriété exclusive, ce qui a eu une incidence sur le bénéfice net inscrit dans les résultats financiers consolidés de TC Énergie pour le deuxième trimestre de 2023. Ce montant a été exclu de mesures comparables puisqu'il ne reflète pas nos activités sous-jacentes courantes.

À la fin de 2022, nous avons lancé le projet Focus afin de cibler des possibilités d'améliorer la sécurité, la productivité et la rentabilité. À ce jour, nous avons relevé une vaste gamme de possibilités qui devraient améliorer la sécurité et la performance financière à long terme. Certaines initiatives ont été mises en œuvre et nous prévoyons continuer d'élaborer et de mettre en application d'autres initiatives au-delà de 2023, les avantages sous forme de gains de productivité et d'efficacité devant se concrétiser dans l'avenir. À compter du deuxième trimestre de 2023, nous avons comptabilisé les charges dans les coûts d'exploitation des centrales et autres, et elles se rapportaient essentiellement à des coûts de consultation externe et de cessation d'emploi relatifs au projet Focus, qui ne sont pas recouvrables au moyen de structures réglementaires et tarifaires commerciales. Ces montants ont été exclus des mesures comparables puisqu'ils ne reflètent pas nos activités sous-jacentes courantes.

Le tableau qui suit présente nos mesures non conformes aux PCGR et leur mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable :

Mesure comparable	Mesure conforme aux PCGR
BAlIA comparable	bénéfice sectoriel (perte sectorielle)
BAlI comparable	bénéfice sectoriel (perte sectorielle)
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
fonds provenant de l'exploitation	entrées nettes liées aux activités d'exploitation
fonds provenant de l'exploitation comparables	entrées nettes liées aux activités d'exploitation

BAlIA comparable et BAlI comparable

Le BAlIA comparable représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction de certains postes particuliers, exclusion faite des charges d'amortissement. Nous utilisons le BAlIA comparable comme une mesure du bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'un indicateur utile de notre performance, que nous présentons aussi sur une base consolidée. Le BAlI comparable représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction de postes particuliers. Il s'agit d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur. Se reporter à l'analyse de chaque secteur pour consulter un rapprochement de ces mesures et du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle).

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le résultat attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle), les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, le montant net des gains (pertes) de change, les intérêts créditeurs et autres, (la charge) le recouvrement d'impôts, les participations sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés » pour consulter un rapprochement de cette mesure avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et avec le bénéfice net par action ordinaire.

Fonds provenant de l'exploitation et fonds provenant de l'exploitation comparables

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les entrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Les composantes des variations du fonds de roulement sont présentées dans nos états financiers consolidés de 2022. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la capacité de nos activités à générer des entrées. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers décrits ci-dessus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les entrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Résultats consolidés

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Gazoducs – Canada	(394)	385	17	743
Gazoducs – États-Unis	715	711	1 794	1 021
Gazoducs – Mexique	182	162	436	282
Pipelines de liquides	273	261	449	533
Énergie et solutions énergétiques	255	170	507	246
Siège social	(36)	(10)	(38)	21
Total du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle)	995	1 679	3 165	2 846
Intérêts débiteurs	(791)	(620)	(1 553)	(1 200)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	148	63	279	138
Gains (pertes) de change, montant net	169	(66)	276	(40)
Intérêts créditeurs et autres	16	23	58	58
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	537	1 079	2 225	1 802
(Charge) recouvrement d'impôts	(258)	(148)	(599)	(471)
Bénéfice net	279	931	1 626	1 331
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(6)	(9)	(17)	(20)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	273	922	1 609	1 311
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(33)	(46)	(64)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	250	889	1 563	1 247
Bénéfice net par action ordinaire – de base	0,24 \$	0,90 \$	1,53 \$	1,27 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 639 millions de dollars (0,66 \$ par action ordinaire) et augmenté de 316 millions de dollars (0,26 \$ par action ordinaire) pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022. Les postes particuliers mentionnés ci-dessous ont été comptabilisés dans le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et exclus du résultat comparable :

Résultats de 2023

- une charge de dépréciation après impôts de 809 millions de dollars et de 838 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink Pipeline Limited Partnership (« Coastal GasLink LP »). Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Coastal GasLink » de nos états financiers consolidés condensés pour obtenir un complément d'information;
- une charge de 48 millions de dollars après impôts découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022, qui se compose d'une charge non récurrente de 57 millions de dollars avant impôts et comprend des frais financiers à payer de 5 millions de dollars avant impôts comptabilisés au premier trimestre de 2023;
- un montant de 36 millions de dollars après impôts comptabilisé au titre de la charge d'assurance au deuxième trimestre de 2023 se rapportant à l'incident survenu à la borne kilométrique 14. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Pipelines de liquides » pour obtenir des précisions;
- une charge après impôts de 25 millions de dollars se rapportant aux coûts liés au projet Focus au deuxième trimestre de 2023. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Siège social » pour obtenir un complément d'information;
- une perte de change latente après impôts de 9 millions de dollars sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH au deuxième trimestre de 2023. Se reporter à la rubrique « Siège social » pour obtenir un complément d'information;

- des coûts de préservation et autres coûts visant le projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars et de 8 millions de dollars après impôts pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- un recouvrement après impôts de 8 millions de dollars et de 80 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 se rapportant à une provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et certains actifs sur contrats au Mexique.

Résultats de 2022

- une charge de dépréciation de 531 millions de dollars après impôts de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes au premier trimestre de 2022;
- une charge d'impôts de 2 millions de dollars et de 195 millions de dollars engagée au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2022 découlant d'un règlement relatif à des avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique, qui a été payée au deuxième trimestre de 2022;
- des coûts de préservation et autres coûts visant le projet d'oléoduc Keystone XL de 3 millions de dollars et de 8 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL.

Le bénéfice net de chaque période comprenait des gains et des pertes latent(e)s sur notre quote-part de l'ajustement de la juste valeur de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les instruments dérivés utilisés dans les activités de gestion des risques, ainsi que des gains et des pertes latent(e)s découlant de changements dans nos activités de gestion des risques. Ces facteurs, tout comme les éléments particuliers mentionnés ci-dessus, ont été retranchés du calcul du résultat comparable. Le rapprochement du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable est présenté dans le tableau ci-après.

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	250	889	1 563	1 247
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink LP	809	—	838	—
Décision de la FERC afférente à Keystone	—	—	48	—
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	36	—	36	—
Coûts liés au projet Focus	25	—	25	—
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	9	—	9	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	4	3	8	8
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	(8)	—	(80)	—
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	—	—	—	531
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	2	—	195
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	—	9	(6)	24
Activités de gestion des risques ¹	(144)	76	(227)	77
Résultat comparable	981	979	2 214	2 082
Bénéfice net par action ordinaire	0,24 \$	0,90 \$	1,53 \$	1,27 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink LP	0,79	—	0,82	—
Décision de la FERC afférente à Keystone	—	—	0,05	—
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	0,03	—	0,03	—
Coûts liés au projet Focus	0,02	—	0,02	—
(Gains) pertes de change, montant net – prêt intersociétés	0,01	—	0,01	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	0,01	0,01	0,01	0,01
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	(0,01)	—	(0,08)	—
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes	—	—	—	0,54
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	—	—	0,20
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	—	0,01	(0,01)	0,02
Activités de gestion des risques	(0,13)	0,08	(0,22)	0,08
Résultat comparable par action ordinaire	0,96 \$	1,00 \$	2,16 \$	2,12 \$

1 Activités de gestion des risques (en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Gazoducs aux États-Unis	24	13	73	(2)
Pipelines de liquides	—	5	5	35
Installations énergétiques au Canada	(13)	3	(21)	(28)
Installations énergétiques aux États-Unis	—	(4)	1	(4)
Stockage de gaz naturel	73	(58)	61	(65)
Change	108	(60)	182	(38)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(48)	25	(74)	25
Total des gains (pertes) latent(e)s découlant des activités de gestion des risques	144	(76)	227	(77)

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) ajusté en fonction des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement. Pour plus de précisions sur le rapprochement du BAIIA comparable et du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle), se reporter aux rubriques « Résultats financiers » de chaque secteur.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
BAIIA comparable				
Gazoducs – Canada	780	681	1 520	1 325
Gazoducs – États-Unis	925	915	2 192	2 022
Gazoducs – Mexique	193	190	365	338
Pipelines de liquides	363	341	680	670
Énergie et solutions énergétiques	217	252	498	409
Siège social	(4)	(10)	(6)	(7)
BAIIA comparable	2 474	2 369	5 249	4 757
Amortissement	(694)	(635)	(1 371)	(1 261)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(791)	(620)	(1 548)	(1 200)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	148	63	279	138
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	70	(6)	103	26
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	52	23	94	58
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(249)	(173)	(529)	(352)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(6)	(9)	(17)	(20)
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(33)	(46)	(64)
Résultat comparable	981	979	2 214	2 082
Résultat comparable par action ordinaire	0,96 \$	1,00 \$	2,16 \$	2,12 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2023 et de 2022

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 30 juin 2023 a été supérieur de 105 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2022, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le BAIIA accru du secteur Gazoducs – Canada attribuable principalement à l'incidence de l'augmentation des coûts transférés au titre de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada ainsi qu'à la hausse du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL;
- le BAIIA plus élevé du secteur Pipelines de liquides surtout attribuable à l'incidence de l'appréciation du dollar US sur la conversion nos activités libellées en dollars US, à la hausse des volumes sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone et à l'augmentation des volumes contractuels afférents au transport à longue distance résultant des invitations à soumissionner en 2019 qui ont été commercialisés en 2022, facteurs contrebalancés en partie par la diminution des marges sur les activités de commercialisation des liquides et la baisse des volumes non visés par des contrats transportés par le réseau d'oléoducs Keystone en raison de l'incident survenu à la borne kilométrique 14;
- le BAIIA libellé en dollars US moindre du secteur Gazoducs – Mexique attribuable à la baisse de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas du fait surtout de l'exposition financière libellée en pesos et des intérêts débiteurs plus élevés, ce qui a été contrebalancé en partie par le résultat supérieur de TGNH attribuable au tronçon nord du gazoduc de Villa de Reyes et au tronçon est du gazoduc de Tula, dont la mise en service commerciale a eu lieu au troisième trimestre de 2022;
- le BAIIA libellé en dollars US plus faible du secteur Gazoducs – États-Unis en raison de l'apport net moindre d'ANR attribuable à la vente de gaz naturel conservé dans certaines installations de stockage en 2022, contrebalancé en partie par la hausse du résultat par suite du règlement approuvé par la FERC visant l'augmentation des tarifs de transport qui a pris effet en août 2022 et l'apport des projets de croissance mis en service. La diminution du résultat réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis et la hausse des coûts d'exploitation, par suite de l'utilisation accrue du réseau, ont aussi contribué au recul du BAIIA;
- le BAIIA plus faible du secteur Énergie et solutions énergétiques attribuable aux résultats affichés par les installations de stockage de gaz naturel et autres découlant du resserrement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta, contrés en partie par l'apport plus élevé de Bruce Power du fait d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, le prix contractuel plus élevé ainsi que le résultat supérieur des installations énergétiques au Canada grâce à la hausse des prix de l'électricité réalisés;
- l'incidence favorable de l'appréciation du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle) de nos activités libellées en dollars US. Le BAIIA comparable libellé en dollars US a diminué de 29 millions de dollars US par rapport à celui de 2022; il a été converti au taux de 1,34 en 2023, contre 1,28 en 2022. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour obtenir des précisions.

Le BAIIA comparable a augmenté de 492 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2023 par rapport à la même période en 2022 en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- le BAIIA plus élevé du secteur Gazoducs – Canada attribuable principalement à l'incidence de l'augmentation des coûts transférés au titre de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada ainsi qu'à la hausse du résultat fondé sur les tarifs relatif au réseau de NGTL;
- le BAIIA plus élevé du secteur Énergie et solutions énergétiques attribuable à l'apport plus important de Bruce Power découlant du prix contractuel plus élevé et d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, ainsi qu'au résultat supérieur des installations énergétiques au Canada grâce à la hausse des prix de l'électricité réalisés, facteurs contrebalancés en partie par la baisse du résultat inscrit par les installations de stockage de gaz naturel et autres découlant du resserrement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta et de la hausse des coûts liés à l'expansion des affaires pour l'ensemble du secteur;

- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs – États-Unis en raison du résultat plus important tiré d'ANR à la suite du règlement approuvé par la FERC visant l'augmentation des tarifs de transport qui a pris effet en août 2022, du résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance et du résultat réalisé supérieur de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, ce qui a été contrebalancé en partie par l'augmentation des coûts d'exploitation;
- Le BAIIA plus élevé du secteur Pipelines de liquides attribuable surtout à l'incidence de l'appréciation du dollar US sur la conversion nos activités libellées en dollars US, à l'augmentation des volumes contractuels afférents au transport à longue distance résultant des invitations à soumissionner en 2019 qui ont été commercialisés en 2022 et à la hausse des volumes non visés par des contrats sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique de l'oléoduc, facteurs contrebalancés en partie par la baisse des volumes non visés par des contrats transportés par le réseau d'oléoducs Keystone en raison de l'incident survenu à la borne kilométrique 14 et la réduction des tarifs et des volumes contractuels sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique de l'oléoduc;
- le BAIIA libellé en dollars US plus élevé du secteur Gazoducs – Mexique attribuable surtout au tronçon nord du gazoduc Villa de Reyes et au tronçon est du gazoduc Tula, dont la mise en service commerciale a eu lieu au troisième trimestre de 2022, ce qui a été contré en partie par la baisse de la quote-part du bénéfice provenant de Sur de Texas découlant surtout de l'exposition financière libellée en pesos et de l'augmentation des intérêts débiteurs;
- l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur la conversion en dollars canadiens du bénéfice sectoriel (de la perte sectorielle) de nos activités libellées en dollars US. Le BAIIA comparable en dollars US a augmenté de 12 millions de dollars US par rapport à celui de 2022 et il a été converti au taux de 1,35 en 2023, contre 1,27 en 2022. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » présentée ci-après pour un complément d'information.

Étant donné le traitement à titre de coûts transférables de certains coûts de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, dont les impôts sur le bénéfice, les charges financières et l'amortissement, les variations de ces coûts influent sur notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter de manière notable sur notre bénéfice net.

Résultat comparable – comparaison de 2023 et de 2022

Le résultat comparable a augmenté de 2 millions de dollars et diminué de 0,04 \$ par action ordinaire pour le trimestre clos le 30 juin 2023 comparativement à celui de la même période en 2022. Cette baisse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, à l'incidence du raffermissement du dollar US au deuxième trimestre de 2023 par rapport à la période correspondante de 2022 et à la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont diminué;
- la charge d'impôts plus élevée attribuable à l'incidence de l'exposition au change au Mexique, à la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers et à la hausse du résultat comparable imposable;
- l'augmentation de l'amortissement au titre du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, qui surtout attribuable à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE au troisième trimestre de 2022, y compris les dépenses en immobilisations engagées relativement au projet du gazoduc Southeast Gateway, ce qui a été contré en partie par la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction attribuable aux projets d'expansion du réseau de NGTL mis en service;
- les gains réalisés plus élevés au deuxième trimestre de 2023 par rapport à la période correspondante de 2022 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux passifs nets au Mexique qui donnent lieu à des gains et pertes de change;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres attribuable à l'augmentation des intérêts gagnés sur les placements à court terme.

Le résultat comparable du semestre clos le 30 juin 2023 a été supérieur de 132 millions de dollars, soit 0,04 \$ par action ordinaire, à celui de la période correspondante de 2022, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, à l'incidence du raffermissement du dollar US au premier semestre de 2023 par rapport à la période correspondante de 2022 et à la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont diminué, ce qui a été contrebalancé en partie par la hausse des intérêts capitalisés, en raison essentiellement du financement se rapportant à notre participation dans Coastal GasLink LP;
- la charge d'impôts plus élevée attribuable à l'incidence de l'exposition au change au Mexique, à la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers et à la hausse du résultat comparable imposable;
- l'augmentation de la charge d'amortissement attribuable à l'amortissement supplémentaire au titre du réseau de NGTL et au titre des gazoducs aux États-Unis, par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion et de nouveaux projets, facteurs en partie contrebalancés par la cessation de l'inscription d'une charge d'amortissement liée aux actifs de TGNH au Mexique, qui sont comptabilisées à titre de contrats de location;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction surtout attribuable à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE au troisième trimestre de 2022, y compris les dépenses en immobilisations engagées relativement au projet du gazoduc Southeast Gateway;
- la hausse des gains réalisés en 2023 par rapport à 2022 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux passifs nets au Mexique qui donnent lieu à des gains et pertes de change, contrée en partie par les pertes nettes réalisées au cours du semestre clos le 30 juin 2023 comparativement à des gains nets réalisés en 2022 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change quant au bénéfice libellé en dollars US ainsi que par les pertes de change à la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres, attribuable à l'augmentation des intérêts gagnés sur les placements à court terme.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 reflète l'effet dilutif des actions ordinaires émises.

Perspectives

BAIIA comparable et résultat comparable

Par suite de la vente d'une participation de 40 % dans Columbia Gas Transmission, LLC (« Columbia Gas ») et Columbia Gulf Transmission, LLC (« Columbia Gulf »), qui devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2023, nos perspectives globales en matière de BAIIA comparable pour 2023 demeurent identiques à celles présentées dans notre rapport annuel 2022. Toutefois, nos perspectives en matière de résultat comparable par action ordinaire pour 2023 ont diminué, en raison surtout de la hausse attendue du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle, contrebalancée en partie par la baisse des intérêts débiteurs. Ainsi, nous prévoyons désormais que notre résultat comparable par action ordinaire pour 2023 sera globalement le même qu'en 2022. Se reporter aux rubriques « Faits récents – Gazoducs – États-Unis et Siège social » pour obtenir des précisions sur les sorties d'actifs.

Dépenses d'investissement consolidées et participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Après la vente d'une participation de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf, nous avons confirmé que le total de nos dépenses en immobilisations prévues pour 2023, indiqué dans notre rapport annuel de 2022, demeurerait essentiellement inchangé. Nous continuons d'élaborer des stratégies d'atténuation des coûts et d'évaluer si l'évolution de nos projets de construction et des conditions du marché nécessite des changements à notre programme d'investissement global de 2023. Se reporter aux rubriques « Faits récents – Gazoducs – États-Unis et Siège social » pour obtenir des précisions sur les sorties d'actifs.

Programme d'investissement

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables ou des entreprises réglementées et devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie. De plus, bon nombre de nos projets devraient contribuer à nous rapprocher de notre objectif de réduire notre propre empreinte carbone et celle de nos clients.

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 34 milliards de dollars de projets garantis, qui sont des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial en construction ou en processus d'obtention de permis.

Les dépenses d'investissement de maintien des trois prochaines années de nos secteurs d'activité sont comprises dans notre carnet de projets garantis. Les dépenses d'investissement de maintien consacrées à nos gazoducs réglementés au Canada et aux États-Unis sont ajoutées à la base tarifaire; nous avons la possibilité de tirer un rendement de ces dépenses et de les recouvrer à même les droits en vigueur ou futurs. Ce traitement s'apparente à celui que nous réservons aux projets d'investissement visant la capacité de ces gazoducs. Les arrangements tarifaires visant les activités du secteur Pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien.

Au cours du semestre clos le 30 juin 2023, les projets d'investissement visant la capacité des gazoducs canadiens et américains ainsi que des pipelines de liquides mis en service ont totalisé 2,1 milliards de dollars. Nous avons aussi engagé des dépenses d'investissement de maintien d'environ 0,9 milliard de dollars.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts et du calendrier de réalisation en raison de divers facteurs tels que les conditions météorologiques, les conditions du marché, des modifications mineures du tracé, l'acquisition de terrains, les conditions d'obtention des permis, le calendrier des travaux et les dates relatives aux permis réglementaires, de même qu'à cause d'autres restrictions et incertitudes potentielles, notamment les pressions inflationnistes exercées sur la main-d'œuvre et les matériaux. Les montants ne tiennent compte, le cas échéant, ni des intérêts capitalisés ni des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction.

Outre nos projets garantis, nous disposons d'un portefeuille important de projets de qualité parvenus à divers stades d'avancement dans toutes les unités d'exploitation, tel qu'il est indiqué dans notre rapport annuel 2022. Le calendrier de réalisation et les coûts estimatifs des projets en cours d'aménagement sont généralement plus incertains et, sauf mention contraire, les projets eux-mêmes dépendent de l'obtention des approbations de la société et des organismes de réglementation. Bien que chaque unité d'exploitation comporte aussi des domaines qui présentent des occasions de croissance et sur lesquels porteront ses activités d'expansion continue, de nouvelles possibilités seront envisagées par l'entremise de notre cadre de répartition du capital, de manière conforme à nos paramètres de dépenses en immobilisations annuelles. À mesure que ces projets progresseront et atteindront les jalons nécessaires, ils seront présentés dans le tableau des projets garantis plus bas. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des mises à jour sur nos projets garantis et nos projets en cours d'aménagement.

Projets garantis

Les coûts estimatifs et engagés des projets dont il est question dans le tableau qui suit comprennent 100 % des dépenses en immobilisations liées à nos projets en propriété exclusive et à notre quote-part des apports de capitaux propres pour financer les projets dans le cadre de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, soit principalement Coastal GasLink et Bruce Power.

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Coûts engagés du projet au 30 juin 2023
Gazoducs – Canada			
Réseau de NGTL ¹	2023	3,1	2,2
	2024	0,6	0,3
	2025+	0,8	—
Coastal GasLink ²	2023	5,4	3,1
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2023-2025	2,3	0,3
Gazoducs – États-Unis			
Modernisation III (Columbia Gas)	2023-2024	1,2 US	0,7 US
Projets visant les marchés de livraison	2025	1,5 US	0,1 US
Autres investissements	2024-2028	1,4 US	0,2 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2023-2025	2,4 US	0,4 US
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes – tronçon latéral et tronçon sud ³	2023	0,6 US	0,6 US
Tula – tronçon central et tronçon ouest ⁴	—	0,5 US	0,4 US
Southeast Gateway	2025	4,5 US	1,6 US
Pipelines de liquides			
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2023-2025	0,2	—
Énergie et solutions énergétiques			
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	2023-2027	4,3	2,5
Autres investissements dans la capacité	2023	0,1	0,1
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁶	2023-2025	0,8	0,1
		29,7	12,6
Incidence du change sur les projets garantis ⁷		3,9	1,3
Total des projets garantis (en dollars CA)		33,6	13,9

- 1 Les coûts des projets estimatifs de 2023 comprennent une somme de 0,8 milliard de dollars qui sera consacrée au tronçon du réseau de Foothills relié au programme de livraison parcours ouest.
- 2 Le coût estimatif susmentionné du projet représente nos apports prévus de capitaux propres au projet à titre de coentrepreneur, à la suite des ententes révisées visant le projet conclues entre Coastal GasLink LP et LNG Canada et des ententes modifiées avec nos partenaires de Coastal GasLink LP. L'achèvement des travaux mécaniques est prévu d'ici la fin de 2023 et la mise en service commerciale du gazoduc Coastal GasLink se fera une fois que les travaux relatifs à la mise en service du gazoduc seront terminés. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs - Canada » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 3 L'installation des composantes mécaniques du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes a été menée à bien. Nous collaborons avec la CFE pour achever le tronçon sud du gazoduc Villa de Reyes. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs - Mexique » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 4 De concert avec la CFE, nous évaluons l'achèvement du tronçon central du gazoduc Tula, sous réserve d'une décision d'investissement finale, et nous travaillons à l'avancement du tronçon ouest. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs - Mexique » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 5 Représente la quote-part prévue de nos apports en trésorerie au titre du programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 6 de Bruce Power, qui devrait être mis en service au quatrième trimestre de 2023, et du programme de RCP du réacteur 3 qui devrait être mis en service en 2026, ainsi que les montants à investir jusqu'en 2027 conformément au programme de gestion d'actifs et l'initiative d'accroissement de la production. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Énergie et solutions énergétiques » pour obtenir des précisions à ce sujet.
- 6 Comprend les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien de Bruce Power et à d'autres actifs du secteur Énergie et solutions énergétiques.
- 7 Représente un taux de change entre le dollar US et le dollar canadien de 1,32 au 30 juin 2023.

Gazoducs – Canada

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Réseau de NGTL	553	452	1 075	878
Réseau principal au Canada	194	188	379	358
Autres gazoducs au Canada ¹	33	41	66	89
BAIIA comparable	780	681	1 520	1 325
Amortissement	(331)	(296)	(647)	(582)
BAII comparable	449	385	873	743
Poste particulier :				
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink LP	(843)	—	(856)	—
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(394)	385	17	743

1 Ces données comprennent les résultats de Foothills, de Ventures LP et de la portion canadienne de Great Lakes, notre investissement dans TQM, les produits tirés des frais d'aménagement de Coastal GasLink, les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur Gazoducs – Canada.

Le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) du secteur Gazoducs – Canada a reculé de 779 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2023 comparativement à la même période en 2022 pour s'établir à une perte de 394 millions de dollars. Le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) du secteur Gazoducs – Canada a diminué de 726 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2023 par rapport à la période correspondante de 2022. Ces montants comprenaient une charge de dépréciation avant impôts de 843 millions de dollars et de 856 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, respectivement (néant en 2022) au titre de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP, qui a été exclue du calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable. Il y a lieu de se reporter à la note 5, « Coastal GasLink », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

Le bénéfice net et le BAIIA comparable des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient principalement en fonction de notre RCA approuvé, de notre base d'investissement, du ratio du capital-actions ordinaire réputé et des revenus au titre des incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts ont aussi une incidence sur le BAIIA comparable, mais elles n'ont pas un effet important sur le bénéfice net puisque ces éléments sont recouverts presque en totalité par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

BÉNÉFICE NET ET BASE D'INVESTISSEMENT MOYENNE

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Bénéfice net				
Réseau de NGTL	191	176	381	346
Réseau principal au Canada	57	55	111	104
Base d'investissement moyenne				
Réseau de NGTL			18 714	17 110
Réseau principal au Canada			3 666	3 698

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 15 millions de dollars et de 35 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2022. Cette progression s'explique essentiellement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour la période de 2020 à 2024, qui comprend un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Ce règlement procure au réseau de NGTL la possibilité d'augmenter les taux d'amortissement si les tarifs baissent sous le seuil déterminé et prévoit un mécanisme incitatif à l'égard de certains coûts d'exploitation aux termes duquel les écarts par rapport aux sommes projetées sont partagés avec nos clients.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 2 millions de dollars et de 7 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022, du fait surtout des revenus au titre des incitatifs plus élevés. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes du règlement de 2021-2026, qui prévoit un taux de rendement des capitaux propres de base approuvé de 10,1 % sur le ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % ainsi qu'un incitatif à réaliser des efficacités de coûts et à augmenter les produits tirés du pipeline dans le cadre d'un mécanisme de partage avec nos clients.

BAIIA COMPARABLE

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Canada a augmenté de 99 millions de dollars et de 195 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 comparativement aux périodes correspondantes de 2022. La variation résulte de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des charges financières, de l'amortissement et des impôts sur le bénéfice transférés ainsi que du résultat fondé sur les tarifs relatifs au réseau de NGTL;
- la hausse de l'amortissement transféré et l'augmentation des revenus au titre des incitatifs, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau principal au Canada;
- la diminution des produits tirés des frais d'aménagement du gazoduc Coastal GasLink en raison du moment de la comptabilisation des produits.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 35 millions de dollars et de 65 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022, reflétant l'amortissement supplémentaire du réseau de NGTL par suite de la mise en service d'installations du programme d'expansion de ce réseau.

Gazoducs – États-Unis

Le tableau ci-dessous constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Columbia Gas	359	350	754	766
ANR	134	141	326	312
Columbia Gulf	49	46	108	105
Great Lakes	31	35	85	92
GTN	47	43	100	94
Autres gazoducs aux États-Unis ¹	58	92	232	202
Participations sans contrôle ²	10	9	21	20
BAIIA comparable	688	716	1 626	1 591
Amortissement	(174)	(169)	(349)	(336)
BAII comparable	514	547	1 277	1 255
Incidence du change	177	151	444	339
BAII comparable (en dollars CA)	691	698	1 721	1 594
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	—	—	(571)
Activités de gestion des risques	24	13	73	(2)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	715	711	1 794	1 021

1 Comprend le BAIIA comparable de notre participation dans notre entreprise d'exploitation des minéraux (CEVCO), North Baja, Tuscarora et Bison, notre participation de 61,7 % dans Portland, Crossroads, notre quote-part du bénéfice tiré de Northern Border, d'Iroquois, de Millennium et de Hardy Storage, notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur Gazoducs – États-Unis.

2 Représente le BAIIA comparable attribuable à la participation de 38,3 % dans Portland qui ne nous appartient pas.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – États-Unis a progressé de 4 millions de dollars et de 773 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 571 millions de dollars avant les impôts au titre de Great Lakes pour le premier trimestre de 2022;
- les gains et les pertes latent(e)s découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis.

Le raffermissement du dollar US au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023 a eu une incidence favorable sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel de nos activités aux États-Unis comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – États-Unis a diminué de 28 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 juin 2023 par rapport à la même période en 2022, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- la diminution du résultat tiré d'ANR en raison de la vente de gaz naturel conservé dans certaines installations de stockage en 2022, ce qui a été contrebalancé en partie par l'augmentation du bénéfice à la suite du règlement approuvé par la FERC visant l'augmentation des tarifs de transport, qui a pris effet en août 2022, ainsi que l'apport des projets de croissance mis en service;
- la diminution du bénéfice en raison de l'augmentation des coûts d'exploitation, ce qui reflète l'utilisation accrue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte, ainsi que la hausse des impôts fonciers liés aux projets en service;
- la baisse du résultat réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis du fait surtout des marges plus faibles.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – États-Unis pour le semestre clos le 30 juin 2023 a augmenté de 35 millions de dollars US par rapport à la même période en 2022 en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- l'augmentation du bénéfice réalisé de notre entreprise de commercialisation du gaz naturel aux États-Unis en raison surtout des marges plus élevées;
- le résultat supplémentaire tiré de la mise en service de projets de croissance;
- l'augmentation nette du résultat tiré d'ANR après l'approbation par la FERC du règlement d'augmentation des tarifs de transport à compter d'août 2022, ce qui a été en partie contré par la diminution du bénéfice attribuable à la vente de gaz naturel conservé dans certaines installations de stockage en 2022;
- l'accroissement de la quote-part du bénéfice provenant de Northern Border et d'Iroquois;
- la diminution du bénéfice en raison de l'augmentation des coûts d'exploitation, ce qui reflète l'utilisation accrue du réseau dans l'ensemble de notre empreinte, ainsi que la hausse des impôts fonciers liés aux projets en service.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 5 millions de dollars US et de 13 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 par rapport aux mêmes périodes en 2022, principalement en raison des nouveaux projets mis en service.

Gazoducs – Mexique

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
TGNH ¹	57	31	113	60
Topolobampo	39	39	79	80
Guadalajara	16	19	33	37
Mazatlán	18	17	33	35
Sur de Texas ²	14	43	12	54
BAIIA comparable	144	149	270	266
Amortissement	(17)	(22)	(33)	(44)
BAIL comparable	127	127	237	222
Incidence du change	44	35	84	60
BAIL comparable (en dollars CA)	171	162	321	282
Poste particulier :				
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	11	—	115	—
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle) (en dollars CA)	182	162	436	282

1 TGNH représente des tronçons en exploitation des gazoducs de Tamazunchale, de Villa de Reyes et de Tula.

2 Représente notre quote-part du bénéfice tiré de notre participation de 60 % et des frais gagnés relativement à la construction et à l'exploitation du gazoduc.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Mexique a augmenté de 20 millions de dollars et de 154 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022 et il comprend un recouvrement de 11 millions de dollars et de 115 millions de dollars, respectivement (néant en 2022) pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 lié à la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique, qui a été exclu de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable. Se reporter à nos états financiers consolidés de 2022 pour obtenir des précisions sur les provisions pour pertes sur créances attendues ainsi qu'à la note 12, « Gestion des risques et instruments financiers », pour obtenir des précisions sur la provision pour pertes sur créances attendues comptabilisée en 2023.

Le raffermissement du dollar US au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2023 a eu une incidence favorable sur la conversion en dollars canadiens du résultat sectoriel comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information, y compris l'effet du taux de change du peso mexicain par rapport au dollar US.

Le BAIIA comparable du secteur Gazoducs – Mexique a diminué de 5 millions de dollars US et augmenté de 4 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 par rapport aux mêmes périodes en 2022 par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des produits tirés de TGNH découlant principalement de la mise en service commerciale du tronçon nord du gazoduc Villa de Reyes et du tronçon est du gazoduc Tula;
- la diminution de la quote-part du bénéfice provenant de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation Sur de Texas principalement imputable à l'effet du change sur la réévaluation des passifs libellés en pesos du fait du raffermissement du peso mexicain et à l'augmentation des intérêts débiteurs en raison des taux d'intérêt plus élevés. Nous avons recours à des dérivés de change pour gérer cette exposition, dont l'incidence est comptabilisée dans les (gains) pertes de change, montant net dans l'état consolidé condensé des résultats. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 5 millions de dollars US et de 11 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 par rapport aux mêmes périodes de 2022, ce qui s'explique par les modifications apportées à la comptabilisation de Tamazunchale suivant la conclusion du nouveau contrat de transport entre TGNH et la CFE au troisième trimestre de 2022. Conformément à la méthode de comptabilisation afférente aux contrats de location-vente, nos actifs liés au gazoduc de TGNH mis en service sont pris en compte au poste « Investissement net dans des contrats de location » du bilan consolidé condensé, aucune charge d'amortissement n'étant comptabilisée.

Pipelines de liquides

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Réseau d'oléoducs Keystone ¹	347	324	649	641
Pipelines en Alberta ²	17	18	35	36
Autres ¹	(1)	(1)	(4)	(7)
BAIIA comparable	363	341	680	670
Amortissement	(85)	(80)	(169)	(161)
BAII comparable	278	261	511	509
Postes particuliers :				
Décision de la FERC afférente à Keystone	—	—	(57)	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	(5)	(5)	(10)	(11)
Activités de gestion des risques	—	5	5	35
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	273	261	449	533
BAIIA comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	94	100	185	198
Dollars US	199	188	366	371
Incidence du change	70	53	129	101
BAIIA comparable	363	341	680	670

1 Les résultats des activités de commercialisation des liquides étaient auparavant présentés séparément, mais ils ont trait presque entièrement aux activités de commercialisation du réseau d'oléoducs Keystone. Ces résultats ont été reclassés au poste « Réseau d'oléoducs Keystone » pour la période comparative.

2 Les pipelines en Alberta regroupent les pipelines Grand Rapids et White Spruce.

Le bénéfice sectoriel du secteur Pipelines de liquides a augmenté de 12 millions de dollars et diminué de 84 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 par rapport aux mêmes périodes en 2022. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge de 57 millions de dollars avant impôts au premier trimestre de 2023 découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Pipelines de liquides » pour un complément d'information;
- des coûts de préservation et autres coûts de 5 millions de dollars et de 10 millions de dollars, avant impôts, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 (5 millions de dollars et 11 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2022) se rapportant au projet d'oléoduc Keystone XL, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- des gains et des pertes latent(e)s découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le raffermissement du dollar US en 2023 par rapport à 2022 a eu une incidence favorable sur la conversion en dollars canadiens du bénéfice sectoriel de nos activités aux États-Unis pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Le BAIIA comparable du secteur Pipelines de liquides a augmenté de 22 millions de dollars et de 10 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 par rapport aux mêmes périodes en 2022, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des volumes non liés à des contrats sur le tronçon de la côte américaine du golfe du Mexique du réseau d'oléoducs Keystone, contrebalancée en partie par la réduction des tarifs et des volumes contractuels au premier trimestre de 2023;
- la hausse des volumes contractuels afférents au transport à longue distance sur le réseau d'oléoducs Keystone provenant des invitations à soumissionner en 2019, des volumes de 20 000 b/j ayant été commercialisées en avril 2022 et des volumes supplémentaires de 10 000 b/j, en septembre 2022;
- la réduction des volumes non liés à des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 découlant de la pression réduite aux termes d'une ordonnance de mesures correctives et d'une ordonnance de mesures correctives modifiée faisant suite à l'incident survenu à la borne kilométrique 14 qui s'est produit en décembre 2022;
- la diminution des marges sur les activités de commercialisation des liquides;
- le raffermissement du dollar US mentionné précédemment.

AMORTISSEMENT

L'amortissement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 a augmenté de 5 millions de dollars et de 8 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2022, en raison principalement de l'appréciation du dollar US.

Énergie et solutions énergétiques

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Bruce Power ¹	159	120	334	213
Installations énergétiques au Canada	80	75	182	135
Installations de stockage de gaz naturel et autres	(22)	57	(18)	61
BAIIA comparable	217	252	498	409
Amortissement	(22)	(14)	(40)	(34)
BAIL comparable	195	238	458	375
Postes particuliers :				
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	—	(9)	8	(32)
Activités de gestion des risques	60	(59)	41	(97)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	255	170	507	246

1 Représente notre quote-part du bénéfice de Bruce Power.

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et solutions énergétiques a augmenté de 85 millions de dollars et de 261 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022, et il tient compte des postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAIL comparable :

- notre quote-part des gains et des pertes latent(e)s de Bruce Power sur les fonds investis pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les activités de gestion des risques;
- les gains et des pertes latent(e)s découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire les risques liés aux produits de base.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et solutions énergétiques a diminué de 35 millions de dollars et augmenté de 89 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- les apports à la hausse de Bruce Power en raison surtout du prix contractuel plus élevé et d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, en partie contrés par la baisse des gains réalisés sur les fonds investis au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite et les charges d'exploitation plus élevées, compte tenu de l'incidence nette du programme de remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 3 qui a débuté le 1^{er} mars 2023;
- les résultats financiers supérieurs des installations énergétiques au Canada découlant surtout de la hausse des prix de l'électricité réalisés et de la baisse des coûts en carburant sous forme de gaz naturel;
- la diminution des résultats inscrits par les activités de stockage de gaz naturel et autres en raison du resserrement des écarts réalisés sur les activités de stockage en Alberta, surtout au deuxième trimestre de 2023, et de la hausse des coûts liés à l'expansion des affaires pour l'ensemble du secteur.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 8 millions de dollars et de 6 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 comparativement aux périodes correspondantes de 2022, en raison surtout de l'acquisition du parc éolien Fluvanna le 15 mars 2023.

BRUCE POWER

Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAIL comparable.

	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2023	2022	2023	2022
Éléments inclus dans le BAIIA et le BAIL comparables :				
Produits ¹	473	438	979	847
Charges d'exploitation	(239)	(226)	(475)	(457)
Amortissement et autres	(75)	(92)	(170)	(177)
BAIIA comparable et BAIL comparable²	159	120	334	213
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ^{3,4}	94 %	79 %	95 %	82 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus ⁴	13	127	13	204
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	13	3	38	17
Volumes des ventes (en GWh) ⁵	4 841	4 702	10 241	9 677
Prix de l'électricité réalisé par MWh ⁶	98 \$	92 \$	95 \$	87 \$

1 Déduction faite des montants comptabilisés pour refléter les efficacités opérationnelles partagées avec la SIERE, le cas échéant.

2 Ces données représentent notre participation de 48,3 % dans Bruce Power et les coûts internes engagés pour soutenir cet investissement. Ces données ne tiennent pas compte des gains et pertes latent(e)s sur les fonds investis au titre des avantages postérieurs à la retraite et des activités de gestion des risques.

3 Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en service ou non.

4 Exclusion faite des jours d'arrêt d'exploitation nécessaires au programme de RCP du réacteur 6 et du réacteur 3.

5 Les volumes des ventes incluent la production réputée.

6 Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Le prix de l'électricité réalisé par MWh comprend les gains et les pertes réalisés sur les activités de passation de contrats et les coûts transférés. Ces données ne tiennent pas compte des gains et des pertes liés aux activités de passation de contrats ni des produits tirés des ventes autres que d'électricité.

Le programme de RCP du réacteur 3 a débuté le 1^{er} mars 2023 et sa remise en service est prévue pour 2026. Le programme de RCP du réacteur 6, qui a commencé en 2020, en est maintenant à ses dernières étapes (le chargement du combustible et les tests du système caloporteur ont été effectués), l'enlèvement de l'édicule et la mise en service finale étant en cours. La remise en service du réacteur 6 est prévue pour le quatrième trimestre de 2023.

Un arrêt d'exploitation prévu du réacteur 4 a été mené à bien au deuxième trimestre de 2023 et l'arrêt du réacteur 8 est prévu vers la fin du troisième trimestre de 2023. La capacité moyenne disponible prévue pour 2023, exclusion faite des programmes de RCP du réacteur 6 et du réacteur 3, se situe maintenant dans le bas de la fourchette des 90 %.

Siège social

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable du secteur Siège social (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
BAIIA comparable et BAII comparable	(4)	(10)	(6)	(7)
Postes particuliers :				
Coûts liés au projet Focus	(32)	—	(32)	—
Gains de change – prêts intersociétés ¹	—	—	—	28
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	(36)	(10)	(38)	21

1 Montant constaté au poste Bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé condensé des résultats.

La perte sectorielle du secteur Siège social a augmenté de 26 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2023 par rapport à la période correspondante de 2022. La perte sectorielle du secteur Siège social de 38 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2023 a augmenté de 59 millions de dollars par rapport au bénéfice sectoriel de 21 millions de dollars pour la période correspondante de 2022.

Le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) du secteur Siège social comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable :

- une charge avant impôts de 32 millions de dollars comptabilisée au deuxième trimestre de 2023 se rapportant aux coûts liés au projet Focus. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Siège social » pour obtenir un complément d'information;
- des gains de change en 2022 sur notre quote-part de prêts intersociétés libellés en pesos consentis à la coentreprise Sur de Texas par les coentrepreneurs jusqu'au 15 mars 2022, date à laquelle les prêts intersociétés libellés en pesos ont été remboursés en totalité à l'échéance. Ces gains de change ont été inscrits dans le bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Siège social et exclus de notre calcul du BAIIA comparable et du BAII comparable, car ils ont été entièrement compensés par des pertes de change correspondantes liées aux prêts intersociétés comptabilisées au poste « Gains (pertes) de change, montant net ». Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées ».

INTÉRÊTS DÉBITEURS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(231)	(190)	(441)	(367)
Libellés en dollars US	(397)	(318)	(761)	(623)
Incidence du change	(136)	(88)	(264)	(169)
	(764)	(596)	(1 466)	(1 159)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(69)	(28)	(154)	(47)
Intérêts capitalisés	42	4	72	6
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(791)	(620)	(1 548)	(1 200)
Poste particulier :				
Décision de la FERC afférente à Keystone	—	—	(5)	—
Intérêts débiteurs	(791)	(620)	(1 553)	(1 200)

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 171 millions de dollars et de 353 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Les intérêts débiteurs comprennent des frais financiers à payer de 5 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2023 découlant d'une charge avant impôts relative à la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone. Cette décision a été rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022, montants qui ont été retirés de notre calcul des intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Pipelines de liquides » pour un complément d'information.

Les intérêts débiteurs compris dans le résultat comparable ont augmenté de 171 millions de dollars et de 348 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 comparativement aux périodes correspondantes de 2022, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus de précisions à ce sujet;
- l'incidence du raffermissement du dollar US sur la conversion des intérêts débiteurs libellés en dollars US;
- la hausse des taux d'intérêt sur les emprunts à court terme, qui ont diminué;
- la hausse des intérêts capitalisés, en raison essentiellement du financement se rapportant à notre participation dans Coastal GasLink LP. Se reporter à la note 5, « Coastal GasLink », de nos états financiers consolidés condensés pour plus de renseignements.

PROVISION POUR LES FONDS UTILISÉS PENDANT LA CONSTRUCTION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Libellée en dollars CA	20	35	53	77
Libellée en dollars US	95	22	167	48
Incidence du change	33	6	59	13
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	148	63	279	138

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 85 millions de dollars et de 141 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 par rapport aux mêmes périodes en 2022. La diminution de la provision libellée en dollars canadiens s'explique surtout par la mise en service de projets d'expansion du réseau de NGTL. La hausse de la provision libellée en dollars US est avant tout attribuable à la réactivation de cette provision liée aux actifs de TGNH en construction suivant la conclusion du nouveau contrat de transport intervenu avec la CFE, y compris les dépenses en immobilisations visant le projet de gazoduc Southeast Gateway en 2023, ce qui a été contrebalancé en partie par les projets mis en service dans le secteur Gazoducs – États-Unis.

GAINS (PERTES) DE CHANGE, MONTANT NET

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	70	(6)	103	26
Postes particuliers :				
Gains (pertes) de change, montant net – prêt intersociétés	(9)	—	(9)	—
Pertes de change – prêt intersociétés	—	—	—	(28)
Activités de gestion des risques	108	(60)	182	(38)
Gains (pertes) de change, montant net	169	(66)	276	(40)

Les gains de change ont atteint 169 millions de dollars et 276 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 comparativement à des pertes de change de 66 millions de dollars et de 40 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2022. Les postes particuliers indiqués ci-après ont été exclus de notre calcul du montant net des gains (pertes) de change pris en compte dans le résultat comparable :

- des gains et des pertes de change latents sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH depuis le deuxième trimestre de 2023. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour obtenir des précisions;
- des gains et des pertes latents découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour gérer notre risque de change;
- des pertes de change sur le prêt intersociétés libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas jusqu'au 15 mars 2022, lorsqu'il a été remboursé en totalité à l'échéance. Les intérêts créditeurs et les intérêts débiteurs sur le prêt intersociétés libellé en pesos et en dollars US ont été inclus dans le résultat comparable, de sorte que tous les montants s'annulent sans incidence sur le bénéfice net consolidé.

Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les transactions avec des parties liées et les dérivés.

Les gains de change inclus dans le résultat comparable se sont établis à 70 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2023, comparativement à des pertes de change de 6 millions de dollars pour la même période en 2022. Des gains de change de 103 millions de dollars ont été inclus dans le résultat comparable pour le semestre clos le 30 juin 2023, comparativement à 26 millions de dollars pour la période correspondante en 2022. Ces variations sont principalement attribuables à l'effet net des éléments suivants :

- les gains réalisés plus élevés sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux passifs nets au Mexique qui donnent lieu à des gains et pertes de change;
- les pertes réalisées nettes au cours du semestre clos le 30 juin 2023 comparativement à des gains réalisés nets en 2022 sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- les pertes de change à la réévaluation en dollars US des passifs monétaires nets libellés en pesos.

INTÉRÊTS CRÉDITEURS ET AUTRES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	52	23	94	58
Poste particulier :				
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	(36)	—	(36)	—
Intérêts créditeurs et autres	16	23	58	58

Les intérêts créditeurs et autres ont diminué de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2023 et sont demeurés stables pour le semestre clos le 30 juin 2023 comparativement aux périodes correspondantes de 2022. Les intérêts créditeurs et autres tiennent compte d'un montant de 36 millions de dollars comptabilisé au titre de la charge d'assurance liée à l'incident survenu à la borne kilométrique 14, qui est une estimation du produit d'assurance au titre des mesures environnementales correctives que nous nous attendons à recevoir de notre filiale d'assurance captive en propriété exclusive. Cette charge a été exclue de notre calcul des intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour obtenir des précisions.

Les intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable ont augmenté de 29 millions de dollars et de 36 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022, en raison de la hausse des intérêts gagnés sur les placements à court terme et de la variation de la juste valeur d'autres placements restreints, en partie contrebalancées par la baisse des intérêts créditeurs en 2023 par suite du remboursement du prêt intersociétés consenti à la coentreprise Sur de Texas en juillet 2022.

(CHARGE) RECOUVREMENT D'IMPÔTS

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(249)	(173)	(529)	(352)
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation au titre de Coastal GasLink LP	34	—	18	—
Décision de la FERC afférente à Keystone	—	—	14	—
Coûts liés au projet Focus	7	—	7	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL	1	2	2	3
Provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique	(3)	—	(35)	—
Charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes	—	—	—	40
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	(2)	—	(195)
Ajustements latents de la juste valeur de Bruce Power	—	—	(2)	8
Activités de gestion des risques	(48)	25	(74)	25
(Charge) recouvrement d'impôts	(258)	(148)	(599)	(471)

La charge d'impôts a augmenté de 110 millions de dollars et de 128 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022, et elle comprend le règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures relativement à nos activités au Mexique, qui ont été payés au deuxième trimestre de 2022. Ce montant a été exclu de notre calcul de la charge d'impôts prise en compte dans le résultat comparable, en plus de l'incidence fiscale sur d'autres postes particuliers auxquels il est fait référence ailleurs dans le présent rapport de gestion.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 76 millions de dollars et de 177 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022, principalement en raison de l'exposition au change au Mexique, de l'accroissement du bénéfice et de la baisse des écarts des taux d'imposition étrangers. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information sur notre exposition au risque de change au Mexique.

BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(6)	(9)	(17)	(20)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 3 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 par rapport aux périodes correspondantes de 2022, du fait surtout de l'acquisition de parcs éoliens au Texas. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Énergie et solutions énergétiques » pour obtenir des précisions à ce sujet.

DIVIDENDES SUR LES ACTIONS PRIVILÉGIÉES

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(33)	(46)	(64)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont diminué de 10 millions de dollars et de 18 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023 comparativement aux mêmes périodes en 2022, par suite essentiellement du rachat de la totalité des actions privilégiées de série 15 émises et en circulation le 31 mai 2022.

Incidence du change

INCIDENCE DU CHANGE LIÉE AUX ACTIVITÉS LIBELLÉES EN DOLLARS US

Certains de nos secteurs dégagent la plus grande partie, voire la totalité, de leurs résultats en dollars US. Comme nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne influe directement sur notre BAIIA comparable et, dans une mesure moindre, peut aussi se répercuter sur notre résultat comparable. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. Une partie du risque de change auquel est exposé notre BAIIA comparable libellé en dollars US est naturellement annulée par des montants libellés dans cette devise figurant aux postes Amortissement, Intérêts débiteurs ou autres postes de l'état des résultats. Pour une partie de l'exposition résiduelle, les risques sont gérés activement sur une période d'au plus trois ans à venir au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change. L'exposition naturelle subsiste toutefois par la suite. L'incidence nette des fluctuations du dollar US sur le résultat comparable pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, après la prise en compte des effets compensatoires naturels et des couvertures économiques, a été négligeable.

Les éléments de nos résultats financiers libellés en dollars US sont exposés dans le tableau ci-dessous, qui comprend les activités de nos secteurs Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique ainsi que la majeure partie des activités de notre secteur Pipelines de liquides. Le BAIIA comparable est une mesure non conforme aux PCGR.

ÉLÉMENTS DES PRODUITS ET CHARGES LIBELLÉS EN DOLLARS US, AVANT IMPÔTS

(en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
BAIIA comparable				
Gazoducs aux États-Unis	688	716	1 626	1 591
Gazoducs au Mexique ¹	144	156	270	288
Pipelines de liquides	199	188	366	371
	1 031	1 060	2 262	2 250
Amortissement	(240)	(239)	(480)	(477)
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur	(397)	(318)	(761)	(623)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	95	22	167	48
Participations sans contrôle et autres	(13)	(16)	(44)	(28)
	476	509	1 144	1 170
Taux de change moyen – Conversion de dollars US en dollars CA	1,34	1,28	1,35	1,27

1 Exclut les intérêts débiteurs sur nos prêts intersociétés à la coentreprise Sur de Texas, qui ont été entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres. Ces prêts intersociétés ont été remboursés intégralement en 2022.

INCIDENCE DU CHANGE LIÉE AUX GAZODUCS AU MEXIQUE

Les fluctuations du peso mexicain par rapport au dollar US peuvent influencer sur notre résultat comparable, puisqu'une partie de nos actifs et passifs monétaires relatifs aux gazoducs au Mexique est libellée en pesos, tandis que les résultats financiers de nos activités au Mexique sont libellés en dollars US. Les soldes libellés en pesos sont réévalués en dollars US, ce qui donne lieu à des gains et pertes de change qui sont pris en compte dans le bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et dans les (gains) pertes de change, montant net à l'état consolidé condensé des résultats.

De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins des impôts au Mexique à la réévaluation des actifs et passifs monétaires libellés en dollars US donnent lieu à des positions fiscales libellées en pesos pour ces entités, ce qui entraîne des variations du bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge d'impôts. Cette exposition s'accroît à mesure que nos passifs monétaires nets libellés en dollars US augmentent. Le 17 janvier 2023, une filiale mexicaine en propriété exclusive a contracté un emprunt à terme de premier rang non garanti de 1,8 milliard de dollars US et une facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie de 500 millions de dollars US, ce qui a donné lieu à une charge d'impôts libellée en pesos supplémentaire comparativement à 2022.

Les expositions qui précèdent sont gérées au moyen d'instruments dérivés de change. Toutefois, une certaine exposition non couverte subsiste. L'incidence des dérivés portant sur le taux de change est comptabilisée dans les (gains) pertes de change, montant net à l'état consolidé condensé des résultats. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers » pour plus de précisions à ce sujet.

Les taux de change en vigueur à la fin de la période, pour un dollar US converti en pesos mexicains, étaient les suivants :

30 juin 2023	17,15
30 juin 2022	20,11
31 décembre 2022	19,50
31 décembre 2021	20,48

Le tableau suivant résume l'incidence des gains et pertes de change transactionnels découlant des fluctuations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar US et des dérivés connexes :

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
BAlIA comparable des gazoducs au Mexique ¹	(29)	4	(74)	(17)
Gains (pertes) de change, montant net inclus dans le résultat comparable	99	13	172	17
(Charge) recouvrement d'impôts inclus dans le résultat comparable	(62)	(2)	(113)	(4)
	8	15	(15)	(4)

1 Comprend l'incidence du change attribuable à la coentreprise Sur de Texas comptabilisée dans le bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé condensé des résultats.

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Coastal GasLink

Le projet Coastal GasLink est réalisé à environ 91 %. Le tracé a été dégagé sur toute sa longueur, la soudure est achevée à 98 % et les canalisations ont été installées et remblayées sur plus de 639 km. Des activités de remise en état sont en cours à plusieurs endroits. La station de compression et les postes de comptage de Wilde Lake sont terminés et les travaux de mise en service sont pratiquement terminés.

Les coûts du projet sont financés au moyen des facilités de crédit dédiées au projet existantes et des apports de capitaux propres faits par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris nous. À compter de 2023, le financement requis pour financer la construction du gazoduc jusqu'à son achèvement proviendra d'abord d'une convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et Coastal GasLink LP. Les montants prélevés par Coastal GasLink LP sur ce prêt seront remboursés au moyen des apports de capitaux propres à la coentreprise faits par les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris nous, après la date de mise en service du gazoduc Coastal GasLink, lorsque les coûts définitifs du projet seront connus. Nous prévoyons financer, sauf dans certaines conditions, la majeure partie des apports de capitaux propres additionnels requis, conformément aux modalités contractuelles, ce qui ne modifiera pas notre participation de 35 %. Au 30 juin 2023, le montant total disponible en vertu de cette convention de prêt subordonné intervenue entre TC Énergie et Coastal GasLink LP s'établissait à 3,3 milliards de dollars, dont une tranche de 1 035 millions de dollars était prélevée.

Le fait qu'il soit prévu que les apports de capitaux propres supplémentaires seront principalement financés par nous continue d'être un indicateur, au 30 juin 2023, qu'une diminution de la valeur de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation s'est produite. En conséquence, nous avons effectué une évaluation et conclu qu'il s'agissait d'une perte de valeur durable de notre investissement, ce qui a donné lieu à une charge de dépréciation avant impôts à hauteur de la valeur totale de notre participation dans Coastal GasLink LP de 843 millions de dollars (809 millions de dollars après impôts) et de 856 millions de dollars (838 millions de dollars après impôts) pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, respectivement. La charge de dépréciation reflète l'incidence nette du prélèvement de 1 035 millions de dollars et du remboursement de 250 millions de dollars sur le prêt subordonné pour le semestre clos le 30 juin 2023 ainsi que la quote-part de TC Énergie des gains et des pertes latents sur des dérivés de taux d'intérêt dans Coastal GasLink LP et d'autres variations de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation. La dépréciation du prêt subordonné a entraîné des pertes en capital non imposables latentes qui n'ont pas été comptabilisées. La dépréciation cumulative avant impôts comptabilisée à ce jour au 30 juin 2023 s'élève à 3 904 millions de dollars (3 481 millions de dollars après impôts). Se reporter à la note 5, « Coastal GasLink LP », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

TC Énergie prévoit qu'une partie de son investissement futur estimatif de 2,3 milliards de dollars fera l'objet d'une dépréciation. La majeure partie de la charge de dépréciation totale attendue avait toutefois été comptabilisée en date du 30 juin 2023. Nous demeurerons à l'affût de toute autre baisse durable de la juste valeur de notre participation dans Coastal GasLink LP et l'ampleur de toute charge de dépréciation future dépendra de l'issue de l'évaluation effectuée à la date de clôture visée.

Réseaux de NGTL et de Foothills

Au cours du semestre clos le 30 juin 2023, les réseaux de NGTL et de Foothills ont mis en service des projets visant la capacité d'environ 1,3 milliard de dollars et 0,2 milliard de dollars, respectivement. Les principaux programmes relatifs à la capacité sont décrits ci-dessous.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021

Le programme d'expansion du réseau de NGTL de 2021 comprend de nouveaux gazoducs et postes de compression visant à ajouter une capacité supplémentaire au réseau de NGTL. Au cours du semestre clos le 30 juin 2023, une part additionnelle de 0,3 milliard de dollars du programme et les installations requises pour déclarer tous les contrats ont été mises en service.

Programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022

Le programme d'expansion du réseau de NGTL de 2022 comprend de nouveaux gazoducs et postes de compression afin de répondre aux demandes de services garantis de réception et de livraison intrabassin. Au cours du semestre clos le 30 juin 2023, les installations restantes liées au programme de 0,8 milliard de dollars ont été mises en service.

Programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills

Le programme de livraison parcours ouest des réseaux de NGTL et de Foothills est un projet d'expansion sur plusieurs années des réseaux de NGTL et de Foothills qui vise à faciliter l'accroissement de la capacité d'exportation visée par des contrats au réseau de GTN. Au cours du semestre clos le 30 juin 2023, des installations supplémentaires liées au programme de 0,2 milliard de dollars ont été mises en service. La construction des installations restantes est en cours, la mise en service étant prévue pour 2023. Les retards attribuables aux conditions météorologiques, la complexité des terrains et les pressions inflationnistes sont des facteurs que nous continuerons d'atténuer autant que possible.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Monétisation de Columbia Gas et Columbia Gulf

Le 24 juillet 2023, nous avons annoncé que nous avons conclu une entente visant la vente d'une participation de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf à Global Infrastructure Partners (GIP) pour un produit de 5,2 milliards de dollars (3,9 milliards de dollars US). Columbia Gas et Columbia Gulf seront détenues par une entité nouvellement constituée en partenariat avec GIP et la transaction devrait être menée à terme au quatrième trimestre de 2023, sous réserve des conditions de clôture habituelles.

Nous continuerons d'exploiter Columbia Gas et Columbia Gulf. TC Énergie et de GIP financeront chacune leur quote-part des dépenses en immobilisations annuelles visant la maintenance, la modernisation et les projets de croissance approuvés au moyen des flux de trésorerie générés en interne ou d'apports proportionnels de leur part.

North Baja XPress

En juin 2023, le projet North Baja XPress, un projet d'expansion visant à accroître la capacité et à répondre à la demande accrue des clients quant à notre pipeline North Baja, a été mis en service.

Projet d'électrification en Virginie

En mars 2023, la FERC a délivré un certificat approuvant notre projet d'électrification en Virginie. Ce projet permettra de remplacer et de moderniser certaines installations grâce au passage à la compression électrique. Il devrait aussi permettre de réduire les émissions sur certains tronçons du réseau de Columbia Gas. La mise en service est prévue au début de 2024 et le coût du projet est estimé à 0,1 milliard de dollars US.

Dossier tarifaire en vertu de l'article 4 d'ANR

ANR a conclu un règlement avec ses clients qui a pris effet en août 2022 et a obtenu l'approbation de la FERC le 11 avril 2023. Le règlement prévoit un moratoire sur les changements tarifaires jusqu'au 1^{er} novembre 2025. ANR devra soumettre une nouvelle demande tarifaire avec prise d'effet au plus tard le 1^{er} août 2028. Le règlement prévoit aussi une majoration des tarifs en août 2024 au titre de certains projets de modernisation. Au cours du deuxième trimestre de 2023, les passifs au titre des remboursements tarifaires comptabilisés antérieurement, intérêts compris, ont été remboursés aux clients.

Règlement tarifaire de Columbia Gulf

Le 7 juillet 2023, Columbia Gulf a déposé un règlement tarifaire non contentieux établissant les nouveaux tarifs avec recours qui seraient en vigueur pour cette entreprise à compter du 1^{er} mars 2024 et instituant un moratoire sur les tarifs qui s'appliquerait jusqu'au 28 février 2027. Les tarifs révisés ne devraient pas avoir une incidence importante sur le résultat comparable de notre secteur des gazoducs aux États-Unis. Columbia Gulf devra soumettre une nouvelle demande tarifaire au plus tard le 1^{er} mars 2029.

GAZODUCS – MEXIQUE

Alliance stratégique de TGNH avec la CFE

En août 2022, nous avons annoncé la conclusion d'une alliance stratégique avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique, en vue de l'aménagement de nouvelles infrastructures de gaz naturel dans le centre et le sud-est du Mexique. Dans le cadre de l'alliance stratégique, nous avons pris la décision d'investissement finale d'aménager et de construire le gazoduc Southeast Gateway, un gazoduc extracôtier d'une longueur de 715 km (444 milles) et d'une capacité de 1,3 Gpi³/j qui alimentera le sud-est du Mexique, dont la mise en service devrait avoir lieu au milieu de 2025 et dont le coût estimé est de 4,5 milliards de dollars US. Le projet de gazoduc Southeast Gateway progresse selon les étapes prévues et nous avons commencé la construction de toutes les installations à Veracruz et à Tabasco. Nous prévoyons entreprendre la pose en mer des canalisations à la fin de l'année 2023.

L'installation des composantes mécaniques du tronçon latéral du gazoduc Villa de Reyes a été menée à bien et ce tronçon est prêt à être mis en service commercial. Les travaux mécaniques du tronçon sud du gazoduc Villa de Reyes devraient être achevés d'ici la fin de 2023, sous réserve du règlement des questions soulevées par les parties prenantes. En outre, nous continuons d'évaluer l'aménagement et l'achèvement du tronçon central du gazoduc Tula de concert avec la CFE, sous réserve d'une décision d'investissement finale prévue au deuxième semestre de 2023. Aussi, nous travaillons actuellement de concert avec la CFE sur le tronçon ouest du gazoduc Tula afin d'obtenir les droits de passage dont nous avons besoin et de régler les questions juridiques.

Sous réserve des approbations réglementaires de la Commission fédérale de la concurrence économique (COFECCE) et de la Commission de réglementation de l'énergie du Mexique, l'alliance stratégique permettra à la CFE de détenir une participation dans TGNH, qui sera conditionnelle, de la part de la CFE, à un apport de capitaux, à l'acquisition de terrains et au soutien de TGNH dans l'obtention de permis. À la mise en service du gazoduc Southeast Gateway, la participation de la CFE dans TGNH s'élèvera à 15 %, puis elle augmentera pour atteindre environ 35 % à l'expiration du contrat en 2055. Le 30 mars 2023, la demande initiale a été soumise à la COFECCE afin d'amorcer le processus d'approbation réglementaire, et elle est actuellement à l'étude. L'obtention des approbations des organismes de réglementation relatives à la participation de la CFE dans TGNH pourrait nécessiter jusqu'à 24 mois.

PIPELINES DE LIQUIDES

Incident à la borne kilométrique 14

En décembre 2022, un incident dans le réseau d'oléoducs Keystone est survenu dans le comté de Washington, au Kansas, causant une fuite de 12 937 barils de pétrole brut. En juin 2023, nous avons achevé la récupération de tous les volumes relâchés. Les activités de remise en état le long de la berge Mill Creek sont en cours et devraient se poursuivre jusqu'au troisième trimestre de 2023. En décembre 2022, la PHMSA a délivré une ordonnance de mesures correctives et elle a par la suite délivré une ordonnance de mesures correctives modifiée en mars 2023 qui prévoit une restriction de la pression manométrique sur les tronçons de Keystone qui desservent Wood River et Patoka, dans l'Illinois, et Cushing, en Oklahoma. Conformément à ces ordonnances de mesures correctives, nous prévoyons être en mesure de respecter nos engagements contractuels visant le réseau Keystone.

Comme il est indiqué dans l'ordonnance de mesures correctives modifiée de la PHMSA, une analyse de la cause du bris a été menée par un tiers indépendant et cette analyse a été publiée le 21 avril 2023. L'analyse a révélé qu'un ensemble de circonstances extraordinaires se sont produites à l'emplacement du bris, dont l'origine probable remonte à la construction de ce tronçon d'oléoduc, la cause principale du bris étant une fissuration de fatigue. Nous procédons à la mise en œuvre d'un plan de travail correctif exhaustif, compte tenu des recommandations formulées dans l'analyse, visant à améliorer le programme d'intégrité de l'oléoduc ainsi que la sécurité.

Nous avons révisé notre estimation du coût des mesures environnementales correctives avant les recouvrements d'assurance, les amendes et les pénalités, selon certaines hypothèses, et nous avons porté notre charge à payer de 650 millions de dollars à 794 millions de dollars par suite de la révision des estimations de coûts afin de respecter les paramètres de restauration requis en accord avec nos organismes de réglementation. Il est raisonnable de penser que nous pourrions engager des coûts supplémentaires en sus des montants comptabilisés au 30 juin 2023. Nous disposons de polices d'assurance adéquates et nous estimons qu'il demeure probable que la majeure partie des coûts des mesures environnementales correctives soit admissible à un recouvrement aux termes des assurances existantes. Pour le semestre clos le 30 juin 2023, nous avons reçu un produit d'assurance de 194 millions de dollars au titre des mesures environnementales correctives. Les coûts supplémentaires des mesures environnementales correctives comptabilisés au deuxième trimestre de 2023 comprennent des coûts de 36 millions de dollars que nous estimons recouvrables auprès de notre filiale d'assurance captive en propriété exclusive et qui ont été comptabilisés dans les intérêts créditeurs et autres à l'état consolidé condensé des résultats. Ce montant a été exclu de mesures comparables.

Décisions de la REC et de la FERC

En 2019 et en 2020, certains clients de Keystone ont formulé des plaintes auprès de la FERC et de la REC au sujet de certains coûts entrant dans le calcul de la tarification variable. En décembre 2022, la REC a rendu une décision relative à la plainte qui s'est traduite par un ajustement de 38 millions de dollars afférent aux tarifs imputés antérieurement. En janvier 2023, Keystone a déposé une demande de révision et de modification auprès de la REC dans le but de contester le bien-fondé de la décision initiale. Nous attendons les prochaines interventions de la REC.

En février 2023, la FERC a rendu sa décision initiale concernant la plainte. En conséquence, nous avons comptabilisé un ajustement non récurrent de 57 millions de dollars qui rend compte des tarifs facturés entre 2018 et 2022.

Port Neches

En mars 2023, le réseau d'oléoducs Port Neches Link a été mis en service, ce qui a permis de raccorder le réseau d'oléoducs Keystone au terminal de Motiva à Port Neches et d'apporter une connectivité supplémentaire du dernier kilomètre de 630 000 b/j à la raffinerie de Motiva.

ÉNERGIE ET SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Allongement du cycle de vie de Bruce Power

Le 1^{er} mars 2023, le réacteur 3 a été mis hors service. Son programme de RCP a débuté et sa remise en service est prévue pour 2026.

Le programme de RCP du réacteur 6, qui a commencé en 2020, en est maintenant à ses dernières étapes (le chargement du combustible et les tests du système caloporteur ont été effectués), l'enlèvement de l'édicule et la mise en service finale étant en cours. La remise en service du réacteur 6 est prévue pour le quatrième trimestre de 2023.

Acquisitions de parcs éoliens au Texas

Le 15 mars 2023, nous avons acquis la totalité des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna de 155 MW situé dans le comté de Scurry, au Texas, pour une contrepartie de 99 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. De plus, le 14 juin 2023, nous avons acquis la totalité des participations de catégorie B dans le parc éolien Blue Cloud de 148 MW situé dans le comté de Bailey, au Texas, pour une contrepartie de 125 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

Un investisseur en avantages fiscaux détient la totalité des participations de catégorie A de chacun de ces actifs d'exploitation, et un pourcentage du bénéfice, des attributs fiscaux et des flux de trésorerie lui est attribué aux termes de chacune des conventions d'avantages fiscaux. Ce pourcentage est comptabilisé à titre de bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle dans l'état consolidé condensé des résultats.

Projet d'accumulation par pompage en Ontario

Le 10 juillet 2023, le gouvernement de l'Ontario a annoncé que le ministère de l'Énergie entreprendra l'évaluation finale de notre projet d'accumulation par pompage en Ontario. Une décision est attendue d'ici la fin de 2023.

Le projet d'accumulation par pompage en Ontario demeure conditionnel à l'approbation de notre conseil d'administration et à la conclusion d'un accord de partenariat avec la Nation ojibway de Saugeen. La décision d'investissement finale devrait être prise en 2024 et la mise en service du projet devrait avoir lieu au début des années 2030, sous réserve de l'obtention des approbations des organismes de réglementation et de la société.

Contrats ou occasions d'investissement visant les énergies renouvelables

Au premier trimestre de 2023, nous avons conclu un contrat visant des projets d'énergie éolienne d'environ 300 MW au Texas. Jusqu'à présent, nous avons conclu des contrats visant des projets d'énergie solaire et éolienne d'environ 900 MW afin de combler les besoins d'électricité des clients internes et externes dans les secteurs industriel et pétrogazier.

Au deuxième trimestre de 2023, nous avons conclu des contrats visant la vente d'une capacité de 50 MW dans le cadre de notre solution de production d'énergie sans émission de carbone en mode 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, en Alberta. Les contrats, dont la durée varie de 15 à 20 ans, devraient débuter en 2025.

AUTRES SOLUTIONS ÉNERGÉTIQUES

Réseau carbone de l'Alberta

En juin 2021, nous avons annoncé un partenariat avec Pembina Pipeline Corporation afin de mettre au point conjointement un système de séquestration et de transport du carbone de calibre mondial qui, lorsqu'il sera construit, devrait transporter jusqu'à 20 millions de tonnes de dioxyde de carbone par année. Le Réseau carbone de l'Alberta continue d'évaluer si nos sites d'intérêt conviennent, notamment pour ce qui est de l'avancement du forage de puits et des essais visant à appuyer le plan détaillé de mesure, suivi et vérification requis pour déposer une demande de permis de séquestration.

SIÈGE SOCIAL

Scission des activités liées aux pipelines de liquides

Le 27 juillet 2023, TC Énergie a annoncé son intention de se scinder en deux sociétés inscrites en bourse indépendantes de grande qualité au moyen de la scission de ses activités liées aux pipelines de liquides (la « transaction »). La transaction devrait s'effectuer en franchise d'impôt pour les actionnaires canadiens et américains de TC Énergie. En plus de l'approbation des actionnaires de TC Énergie et des tribunaux, la transaction est assujettie à la réception de décisions fiscales favorables de la part des autorités fiscales canadiennes et américaines, de l'obtention des approbations nécessaires de la part des organismes de réglementation et du respect de toutes les autres conditions de clôture habituelles. François Poirier demeurera président et chef de la direction de TC Énergie, tandis que Bevin Wirzba prendra la tête de la nouvelle société menant les activités liées aux pipelines de liquides à titre de président et de chef de la direction. TC Énergie prévoit que la transaction sera finalisée au cours du deuxième semestre de 2024.

Aux termes de la transaction proposée, les actionnaires de TC Énergie conserveront leur participation actuelle dans les actions ordinaires de TC Énergie et recevront une attribution proportionnelle d'actions ordinaires de la nouvelle société menant les activités liées aux pipelines de liquides. Le nombre d'actions ordinaires de cette nouvelle société devant être distribuées aux actionnaires de TC Énergie sera déterminé avant la clôture de la transaction proposée.

Poursuite relative à l'acquisition de Columbia Pipeline en 2016

Le 30 juin 2023, la Cour de la Chancellerie du Delaware (le « tribunal ») a rendu une décision à l'encontre de TC Énergie et d'autres défendeurs cités dans un recours collectif intenté au nom des anciens actionnaires de Columbia Pipeline Group Inc. (« Columbia ») relativement à l'acquisition de Columbia par TC Énergie en juillet 2016. Le tribunal a déterminé que le chef de la direction et le chef des finances de Columbia d'alors ont manqué à leurs obligations fiduciaires et ont omis de faire des déclarations importantes et que TC Énergie était au courant et a tiré profit de ces manquements. Le tribunal a accordé aux actionnaires des dommages-intérêts de 1 \$ US par action. Le montant définitif des dommages-intérêts reste à déterminer, mais il devrait être de l'ordre de 400 millions de dollars US, auquel s'ajouteront les intérêts au taux prévu par la loi. L'obligation à l'égard de ces dommages-intérêts reviendra aux anciens hauts-dirigeants de Columbia et à TC Énergie aux termes d'une procédure ultérieure devant le tribunal qui déterminera la responsabilité proportionnelle et tiendra compte du règlement précédent. Tant que cette répartition n'est pas établie, le montant dont la responsabilité reviendra à TC Énergie ne peut être raisonnablement estimé. Par conséquent, aucune provision n'a été constituée à cet effet au 30 juin 2023.

La responsabilité à l'égard du montant total des dommages-intérêts n'incombera pas à TC Énergie. Toutefois, sa quote-part ne sera connue que lorsque l'audience sur la répartition de la responsabilité aura pris fin. Nous sommes en profond désaccord avec la décision et nous prévoyons faire appel une fois que le jugement final aura été rendu et que la répartition aura été établie. À la suite d'une action intentée en 2016 relativement aux droits d'évaluation, le même tribunal avait auparavant confirmé que le montant de 25,50 \$ US par action qu'a payé TC Énergie aux actionnaires de Columbia représentait la juste valeur.

Projet Focus

À la fin de 2022, nous avons lancé le projet Focus afin de cibler des possibilités d'améliorer la sécurité, la productivité et la rentabilité. À ce jour, nous avons relevé une vaste gamme de possibilités qui devraient améliorer la sécurité et la performance financière à long terme. Certaines initiatives ont été mises en œuvre et nous prévoyons continuer d'élaborer et de mettre en application d'autres initiatives au-delà de 2023, les avantages sous forme de gains de productivité et d'efficacité devant se concrétiser dans l'avenir.

En date du 30 juin 2023, nous avons engagé des coûts de 69 millions de dollars avant impôts aux fins du projet Focus, soit principalement des honoraires de consultation externe et des indemnités de cessation d'emploi, dont une tranche de 32 millions de dollars a été comptabilisée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé condensé des résultats et retirée des montants comparables. En outre, un montant de 15 millions de dollars a été comptabilisé dans les coûts d'exploitation des centrales et autres, avec des produits compensatoires à l'état consolidé condensé des résultats au titre des coûts recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires, dont le solde net n'a pas eu d'incidence sur le résultat net. Un montant additionnel de 22 millions de dollars a été attribué aux projets d'investissement.

Programme de sortie d'actifs

Nous avons obtenu un produit total de 5,2 milliards de dollars grâce à la vente annoncée d'une participation de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf. Cette transaction a considérablement fait progresser notre plan de réduction de la dette et nous demeurerons à l'affût d'occasions futures de rotation du capital nous permettant de renforcer encore davantage notre situation financière.

Budget fédéral 2023 du Canada

Le 28 mars 2023, le gouvernement fédéral du Canada a présenté son budget de 2023. Dans le cadre de ce budget, plusieurs changements aux règles sur la déductibilité des intérêts, aux propositions d'un impôt minimum mondial et à d'autres mesures fiscales ont été annoncés. Nous ne nous attendons pas à ce que le budget ait une incidence importante sur notre performance financière et nos flux de trésorerie à court terme, mais nous continuons de suivre l'évolution de ces questions.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver notre vigueur et notre souplesse financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés financiers et menons des activités de gestion de notre portefeuille pour répondre à nos besoins de financement et pour gérer notre structure du capital et nos cotes de crédit.

Nous avons la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers, aux activités de gestion du portefeuille, aux coentreprises, au financement au niveau des actifs, à nos fonds en caisse et à d'importantes facilités de crédit confirmées. Chaque année, au quatrième trimestre, nous renouvelons et prorogeons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins.

Au 30 juin 2023, notre actif à court terme s'élevait à 7,6 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 12,6 milliards de dollars, ce qui donnait lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 5,0 milliards de dollars, comparativement à 9,6 milliards de dollars au 31 décembre 2022. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- notre capacité à dégager des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles et croissants;
- nos facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 10,3 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 9,2 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 1,1 milliard de dollars garantissant les soldes du papier commercial en cours. Nous avons aussi conclu des accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,0 milliards de dollars sur lesquelles une somme de 0,9 milliard de dollars pouvait encore être prélevée au 30 juin 2023;
- notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen d'émissions de titres, nos facilités de crédit complémentaires, nos activités de gestion du portefeuille et notre RRD, si cela est jugé approprié.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 510	942	3 584	2 649
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	177	618	117	578
Fonds provenant de l'exploitation	1 687	1 560	3 701	3 227
Postes particuliers :				
Décision de la FERC afférente à Keystone, déduction faite des impôts exigibles	—	—	48	—
Charge d'assurance liée à l'incident à la borne kilométrique 14	36	—	36	—
Coûts liés au projet Focus, déduction faite des impôts exigibles	27	—	27	—
Coûts de préservation et autres coûts liés à Keystone XL, déduction faite des impôts exigibles	4	4	8	9
Règlement d'avis de cotisation d'années d'imposition antérieures au Mexique	—	2	—	195
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 754	1 566	3 820	3 431

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 568 millions de dollars et de 935 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, respectivement, par rapport à celles des périodes correspondantes de 2022, en raison principalement de la hausse des fonds provenant de l'exploitation ainsi que du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur.

Fonds provenant de l'exploitation comparables

Mesure non conforme aux PCGR, les fonds provenant de l'exploitation comparables nous aident à évaluer la capacité de nos unités d'exploitation à générer des flux de trésorerie, sans l'incidence du moment où les variations du fonds de roulement ont lieu ni l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 188 millions de dollars et de 389 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, respectivement, par rapport aux périodes correspondantes de 2022 en raison surtout de la hausse du BAIIA comparable, de l'augmentation des distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des gains réalisés sur les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux passifs nets au Mexique qui donnent lieu à des gains et pertes de change, contrebalancés en partie par l'augmentation des intérêts débiteurs.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(2 018)	(1 263)	(3 903)	(2 771)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(26)	(9)	(104)	(22)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(947)	(219)	(2 017)	(435)
	(2 991)	(1 491)	(6 024)	(3 228)
Prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net	—	51	250	(112)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(164)	—	(302)	—
Autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	32	16	32
Montants reportés et autres	(120)	(98)	9	(31)
Recouvrements contractuels associés au projet Keystone XL	5	473	5	473
(Sorties) entrées nettes liées aux activités d'investissement	(3 270)	(1 033)	(6 046)	(2 866)

En 2023, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'expansion du réseau de NGTL, des projets de Columbia Gas et d'ANR, de l'aménagement du gazoduc Southeast Gateway et des dépenses d'investissement de maintien. La hausse des dépenses en immobilisations en 2023 par rapport à 2022 reflète l'accroissement des dépenses liées à l'aménagement du gazoduc Southeast Gateway et aux projets de Columbia Gas, en partie compensé par la réduction des dépenses liées à l'expansion du réseau de NGTL.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2023 comparativement à 2022, en raison surtout des prélèvements de 1 035 millions de dollars effectués sur le prêt subordonné par Coastal GasLink LP en 2023, lesquels sont comptabilisés comme des apports de capitaux propres en substance, ainsi que du financement du solde résiduel de 537 millions de dollars de l'apport de capitaux propres contractuel de 1,9 milliard de dollars à Coastal GasLink LP, conformément aux ententes modifiées de juillet 2022.

Les prêts à une société liée (consentis) remboursés, montant net représentent les émissions avant les conventions modifiées de 2022 et les remboursements sur la facilité de crédit subordonnée renouvelable à vue et la convention de prêt subordonné conclues avec Coastal GasLink LP. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées » pour un complément d'information.

Dans le cadre des activités de refinancement de la coentreprise Sur de Texas, le 15 mars 2022, notre prêt intersociétés libellé en pesos a été remboursé en totalité à l'échéance à hauteur de 1,2 milliard de dollars et a ensuite été remplacé par un nouveau prêt intersociétés libellé dollars US d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars. Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les autres distributions provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ayant trait à ces activités de refinancement sont présentés au montant net dans le tableau ci-dessus, mais sont comptabilisés au montant brut dans l'état consolidé condensé des flux de trésorerie. Se reporter à la rubrique « Risques et instruments financiers – Transactions avec des parties liées » pour un complément d'information.

Le 15 mars 2023, nous avons acquis la totalité des participations de catégorie B dans le parc éolien Fluvanna situé dans le comté de Scurry, au Texas, pour une contrepartie de 99 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Le 14 juin 2023, nous avons acquis la totalité des participations de catégorie B dans le parc éolien Blue Cloud situé dans le comté de Bailey, au Texas, pour une contrepartie de 125 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Énergie et solutions énergétiques » pour un complément d'information.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(1 429)	(116)	(3 654)	214
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 442	2 510	8 453	2 510
Remboursement sur la dette à long terme	(350)	—	(460)	(26)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	(3)	—	1 008
Dividendes et distributions versés	(628)	(932)	(1 363)	(1 847)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	1	29	4	158
Actions privilégiées rachetées	—	(1 000)	—	(1 000)
Autres	—	12	—	17
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(964)	500	2 980	1 034

Émission de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principales émissions de titres d'emprunt à long terme au cours du semestre clos le 30 juin 2023 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TransCanada Pipelines Limited					
	Mai 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti	Mai 2026	1 024 US	Variable
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 ¹	850 US	6,20 %
	Mars 2023	Billets de premier rang non garantis	Mars 2026 ¹	400 US	Variable
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Juillet 2030	1 250	5,28 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 ¹	600	5,42 %
	Mars 2023	Billets à moyen terme	Mars 2026 ¹	400	Variable
TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V.					
	Janvier 2023	Emprunt à terme de premier rang non garanti	Janvier 2028	1 800 US	Variable
	Janvier 2023	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	Janvier 2028	500 US	Variable
Gas Transmission Northwest LLC					
	Juin 2023	Billets de premier rang non garantis	Juin 2030	50 US	4,92 %

1 Remboursables à vue à leur valeur nominale en mars 2024 ou en tout temps par la suite.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt à long terme au cours du semestre clos le 30 juin 2023 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
Nova Gas Transmission Ltd.				
	Avril 2023	Déventures	200 US	7,875 %
TC Energía Mexicana, S. de R.L. de C.V.				
	Diverses dates	Facilité de crédit renouvelable de premier rang non garantie	120 US	Variable

Le 19 juillet 2023, TransCanada Pipelines Limited a procédé au remboursement de 750 millions de dollars de billets à moyen terme portant intérêt au taux fixe de 3,69 %.

DIVIDENDES

Le 27 juillet 2023, nous avons déclaré des dividendes trimestriels sur nos actions ordinaires de 0,93 \$ par action, payables le 31 octobre 2023 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 29 septembre 2023.

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

En ce qui concerne les dividendes sur les actions ordinaires déclarés le 27 avril 2023, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 39 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 374 millions de dollars en actions ordinaires aux termes du régime. Pour ce qui est des dividendes déclarés depuis le début de 2023, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 39 %, ce qui donnera lieu au réinvestissement de 737 millions de dollars en actions ordinaires aux termes du régime. Comme il est indiqué dans notre rapport annuel de 2022, à compter du versement des dividendes sur les actions ordinaires déclarés le 27 juillet 2023, nous avons mis fin à l'émission d'actions sur le capital autorisé avec escompte pour régler les achats aux termes du RRD.

INFORMATION SUR LES ACTIONS

Au 24 juillet 2023, nous avons environ 1,0 milliard d'actions ordinaires émises et en circulation et environ 8 millions d'options en cours permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 5 millions qui pouvaient être exercées.

FACILITÉS DE CRÉDIT

Au 24 juillet 2023, nous disposons de facilités de crédit renouvelables confirmées totalisant 10,2 milliards de dollars, sur lesquelles une capacité de prélèvements à court terme de 6,2 milliards de dollars reste inutilisée, déduction faite d'une somme de 4,0 milliards de dollars garantissant les soldes du papier commercial en circulation. Nous avons aussi conclu des accords visant des facilités de crédit à vue supplémentaires totalisant 2,0 milliards de dollars, sur lesquelles une somme de 0,9 milliard de dollars pouvait encore être prélevée.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations ont augmenté d'environ 0,5 milliard de dollars au 30 juin 2023 par rapport à ceux qui ont été présentés au 31 décembre 2022, en raison des nouveaux engagements contractuels contractés au titre de la construction du gazoduc Southeast Gateway et d'autres projets d'investissement, ce qui a été compensé en partie par la réalisation de contrats de construction dans le cours normal des activités.

Il n'y a eu aucun changement significatif quant à nos obligations contractuelles au deuxième trimestre de 2023 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2022 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Risques et instruments financiers

Parce que nous sommes exposés à divers risques financiers, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer l'incidence de ces risques sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites aux fins de la gestion des risques sont conçues pour faire en sorte que les risques que nous assumons et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance au risque.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2022 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées, lesquels n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2022, exception faite de ce qui est indiqué dans le présent rapport de gestion.

RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

Nous avons recours à des emprunts à court terme et à long terme pour financer nos activités d'exploitation, ce qui nous expose au risque de taux d'intérêt. En règle générale, nous payons des intérêts à taux fixe sur notre dette à long terme et des intérêts à taux variable sur notre dette à court terme, y compris nos programmes de papier commercial et les montants prélevés sur nos facilités de crédit. Une petite partie de notre dette à long terme porte intérêt à des taux variables. En outre, nous sommes exposés au risque de taux d'intérêt sur les instruments financiers et les obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable. Nous avons recours à des instruments dérivés sur taux d'intérêt pour gérer activement ce risque. Dans le cas des relations de couverture admissibles touchées par le retrait de certains taux d'intérêt de référence, la société a appliqué une mesure de simplification facultative permise selon les PCGR des États-Unis qui permet à une entité de présumer qu'une opération couverte prévue dans le cadre de la couverture de flux de trésorerie est susceptible de se concrétiser. Par conséquent, nous prévoyons qu'il n'y aura pas d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

RISQUE DE CHANGE

Puisque la totalité ou la majeure partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, les variations de la monnaie américaine comparativement à la monnaie canadienne influent directement sur notre BAIIA comparable et peuvent aussi influencer sur notre résultat comparable.

Une partie de nos actifs et passifs monétaires des gazoducs au Mexique est libellée en pesos, tandis que les résultats financiers de nos activités au Mexique sont libellés en dollars US. En conséquence, les variations de la valeur du peso mexicain par rapport au dollar US peuvent influencer sur notre résultat comparable. De plus, les gains ou pertes de change calculés aux fins des impôts au Mexique à la réévaluation des actifs et passifs monétaires libellés en dollars US donnent lieu à des positions fiscales libellées en pesos pour ces entités, ce qui entraîne des variations du bénéfice découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la charge d'impôts.

Nous gérons activement une partie du risque de change à l'aide de dérivés de change. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et de taux d'intérêt, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir une partie de notre investissement net dans des établissements étrangers (après impôts), selon ce qui est jugé nécessaire.

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

Nous sommes exposés au risque de crédit lié aux contreparties en ce qui a trait notamment aux éléments suivants :

- la trésorerie et les équivalents de trésorerie;
- les débiteurs et certains recouvrements contractuels;
- les actifs disponibles à la vente;
- la juste valeur des actifs dérivés;
- l'investissement net dans des contrats de location et certains actifs sur contrats au Mexique.

Des événements sur le marché qui perturbent l'offre et la demande d'énergie à l'échelle mondiale peuvent alimenter les incertitudes économiques qui nuisent à un certain nombre de nos clients. Bien qu'une grande part de notre risque de crédit soit imputable à de grandes entités dont la solvabilité est solide, nous surveillons de près les contreparties qui éprouvent de plus grandes pressions financières. Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2022 pour un complément d'information sur les facteurs qui réduisent notre exposition au risque de crédit lié aux contreparties.

Nous passons en revue les actifs financiers comptabilisés au coût amorti pour déterminer s'il y a perte de valeur en appliquant la perte attendue pour la durée de vie de l'actif financier au moment de la comptabilisation initiale et sur toute la durée de l'actif financier. Nous utilisons les données passées sur les pertes sur créances et les recouvrements, ajustées en fonction du jugement que nous portons sur la conjoncture économique et les conditions de crédit actuelles, ainsi que des prévisions raisonnables et justifiables pour déterminer une éventuelle perte de valeur, laquelle serait constatée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres. Au 30 juin 2023, il n'y avait aucune concentration importante du risque de crédit ni montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Nous avons comptabilisé un recouvrement de 11 millions de dollars et de 115 millions de dollars sur la provision pour pertes sur créances attendues avant impôts au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, respectivement (néant en 2022). Se reporter à nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information sur les provisions pour pertes sur créances attendues ainsi qu'à la note 12, « Gestion des risques et instruments financiers », pour obtenir des précisions sur la provision pour pertes sur créances attendues comptabilisée en 2023.

Nous sommes exposés à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers qui offrent des facilités de dépôt au comptant, fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour nous aider à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt. Notre portefeuille d'expositions au secteur financier se compose principalement d'institutions financières d'importance systémique de grande qualité. Nous n'avons aucune exposition directe aux banques régionales américaines ayant fait faillite au début de 2023. Toutefois, nous continuons à surveiller de près les répercussions potentielles que ces faillites pourraient avoir sur notre portefeuille de contreparties du secteur financier.

RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

Le risque d'illiquidité est le risque que nous ne soyons pas en mesure de faire face à nos engagements financiers à leur échéance. Pour gérer notre risque d'illiquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses en immobilisations, tant dans des conditions normales que difficiles.

TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Des transactions avec des parties liées ont lieu dans le cours normal des activités et sont évaluées à la valeur d'échange, qui correspond au montant de la contrepartie fixée et convenue par les parties liées.

Coastal GasLink LP

Nous détenons une participation de 35 % dans Coastal GasLink LP qui nous a confié, en sous-traitance, l'aménagement, la construction et l'exploitation du gazoduc Coastal GasLink.

Convention de prêt subordonné de TC Énergie

TC Énergie a conclu une convention de prêt subordonné avec Coastal GasLink LP aux termes de laquelle les prélèvements effectués par Coastal GasLink LP serviront à financer l'apport de capitaux propres résiduel de 2,3 milliards de dollars lié au coût en capital estimatif révisé nécessaire à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink. Au 30 juin 2023, le montant total consenti par TC Énergie aux termes de cette convention de prêt subordonné se chiffrait à 3,3 milliards de dollars. Tous les montants en cours seront remboursés par Coastal GasLink à TC Énergie lorsque les coûts définitifs du projet auront été déterminés une fois que le gazoduc aura été mis en service. Les partenaires de Coastal GasLink LP, y compris TC Énergie, effectueront des apports de capitaux propres à Coastal GasLink LP afin de financer le remboursement par Coastal GasLink LP de ce prêt subordonné accordé par TC Énergie. Conformément aux modalités contractuelles, nous nous attendons à ce que ces apports de capitaux propres supplémentaires soient principalement financés par TC Énergie, mais qu'ils ne viennent pas modifier notre participation de 35 %. Au 30 juin 2023, le montant total prélevé sur ce prêt s'élevait à 1 035 millions de dollars (250 millions de dollars au 31 décembre 2022). La valeur comptable du prêt a été ramenée à zéro au 30 juin 2023 et au 31 décembre 2022 dans le cadre des charges de dépréciation inscrites jusqu'à présent.

Facilité de crédit renouvelable à vue et subordonnée

Nous avons conclu, avec Coastal GasLink LP, une facilité de crédit subordonnée renouvelable et à vue qui nous procurera des liquidités à court terme supplémentaires et de la souplesse financière aux fins du projet. La facilité, qui porte intérêt à un taux variable fondé sur les taux du marché, offre une capacité d'emprunt de 100 millions de dollars et l'encours était de néant au 30 juin 2023 (néant au 31 décembre 2022). Les charges de dépréciation inscrites jusqu'à présent n'ont pas eu d'incidence sur cette facilité renouvelable.

Sur de Texas

Nous détenons une participation de 60 % dans une coentreprise créée avec IEnova pour détenir le gazoduc Sur de Texas, dont nous sommes l'exploitant. En 2017, nous avons conclu avec la coentreprise une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains, qui portait intérêt à un taux variable. Le 15 mars 2022, dans le cadre des activités de refinancement avec la coentreprise Sur de Texas, le prêt libellé en pesos à une société affiliée a été remplacé par un nouveau prêt libellé en dollars US à une société affiliée consenti par nous d'un montant équivalent de 1,2 milliard de dollars (938 millions de dollars US) portant intérêt à un taux variable. Le 29 juillet 2022, la coentreprise Sur de Texas a conclu un emprunt à terme non garanti avec des tiers, dont le produit a servi à rembourser intégralement le prêt intersociétés libellé en dollars US conclu avec TC Énergie.

INSTRUMENTS FINANCIERS

À l'exception des titres d'emprunt à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur, les instruments financiers dérivés et non dérivés de la société sont constatés au bilan à leur juste valeur, sauf s'ils ont été conclus et qu'ils sont maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément à l'exemption relative aux achats et aux ventes habituels, et qu'ils sont documentés comme tels. De plus, la société n'est pas tenue de comptabiliser à la juste valeur les autres instruments financiers qui sont admissibles à certaines exemptions comptables.

Instruments dérivés

Nous utilisons des instruments dérivés pour réduire la volatilité associée aux fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Les instruments dérivés, y compris ceux qui sont admissibles et désignés pour la comptabilité de couverture, sont comptabilisés à la juste valeur.

La majeure partie des instruments dérivés qui ne sont pas désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture a été inscrite en tant que couvertures économiques et ceux-ci sont classés comme instruments détenus à des fins de transaction afin de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction sont constatées dans le bénéfice net de la période pendant laquelle elles surviennent. Pour cette raison, cela peut nous exposer à une variabilité accrue du résultat d'exploitation constaté, étant donné que la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction peut varier de façon considérable d'une période à l'autre.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture, devraient être remboursés ou recouvrés par l'entremise des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre de passifs réglementaires ou d'actifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouvrés auprès de ceux-ci au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

Présentation au bilan des instruments dérivés

La présentation au bilan de la juste valeur des instruments dérivés s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	30 juin 2023	31 décembre 2022
Autres actifs à court terme	615	614
Autres actifs à long terme	150	91
Créditeurs et autres	(579)	(871)
Autres passifs à long terme	(152)	(151)
	34	(317)

Gains (pertes) latent(e)s et réalisé(e)s sur les instruments dérivés

Le sommaire qui suit ne tient pas compte des couvertures de notre investissement net dans des établissements étrangers.

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Gains (pertes) latent(e)s au cours de la période				
Produits de base	72	(20)	130	(58)
Change	108	(60)	182	(38)
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période				
Produits de base	142	255	330	396
Change	82	(13)	139	28
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Gains (pertes) réalisé(e)s au cours de la période				
Produits de base	(23)	(15)	(12)	(18)
Taux d'intérêt	(10)	1	(16)	(2)

¹ Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour acheter et vendre des produits de base sont inclus dans les produits à leur montant net. Les gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change sont inclus à leur montant net au poste « (Gains) pertes de change, montant net » à l'état consolidé condensé des résultats.

Pour plus d'information sur nos instruments financiers dérivés et non dérivés, y compris les hypothèses de classement posées pour calculer la juste valeur et une analyse plus détaillée de l'exposition aux risques et des mesures d'atténuation, il y a lieu de se reporter à la note 12, « Gestion des risques et instruments financiers », des états financiers consolidés condensés de la société.

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 30 juin 2023, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Il ne s'est produit aucun changement dans notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au deuxième trimestre de 2023 qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES ET MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis, nous devons faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur comptabilisation, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels. Outre les éléments mentionnés plus bas, il y a lieu de se reporter à notre rapport annuel de 2022 pour obtenir la liste de nos estimations comptables critiques.

Participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP

Dépréciation et risque maximal de perte

Le 1^{er} février 2023, TC Énergie a annoncé que le coût en capital révisé du projet de gazoduc Coastal GasLink était maintenant évalué à environ 14,5 milliards de dollars. Bien que cette estimation tienne compte d'éventualités à l'égard de certains facteurs pouvant échapper au contrôle de Coastal GasLink LP, comme dans tout projet de construction d'envergure, le coût en capital ultime fait l'objet de risques et d'incertitudes. L'estimation révisée du total des coûts du projet et de nos besoins de financement connexes futurs étaient des indicateurs qu'une perte de valeur de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation s'était produite. Nous avons effectué une évaluation qui a révélé que la juste valeur de la participation de TC Énergie était inférieure à sa valeur comptable au 31 décembre 2022. Nous avons déterminé qu'il s'agissait d'une perte de valeur durable de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP, ce qui a donné lieu à une dépréciation de 3,0 milliards de dollars avant impôts (2,6 milliards de dollars après impôts) au 31 décembre 2022, et nous avons indiqué qu'une partie importante de ces investissements futurs devrait subir une dépréciation. Les évaluations que nous avons réalisées au premier et au deuxième trimestres de 2023 nous ont permis de conclure que la valeur comptable de notre participation s'était dépréciée et nous avons comptabilisé une dépréciation avant impôts de 843 millions de dollars avant impôts (809 millions de dollars après impôts) et de 856 millions de dollars (838 millions de dollars après impôts) pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2023, respectivement, au poste « Dépréciation d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation » à l'état consolidé condensé des résultats pour le secteur Gazoducs – Canada. La charge de dépréciation reflète l'incidence nette du prélèvement de 1 035 millions de dollars et du remboursement de 250 millions de dollars sur le prêt subordonné pour le semestre clos le 30 juin 2023 ainsi que la quote-part de TC Énergie des gains et des pertes latents sur des dérivés de taux d'intérêt dans Coastal GasLink LP et d'autres variations de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation. La dépréciation du prêt subordonné a entraîné des pertes en capital non imposables latentes qui n'ont pas été comptabilisées. Se reporter à la note 5, « Coastal GasLink LP », de nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information.

TC Énergie prévoit qu'une partie de son investissement futur estimatif de 2,3 milliards de dollars fera l'objet d'une dépréciation. La majeure partie de notre charge de dépréciation totale attendue avait toutefois été comptabilisée en date du 30 juin 2023. Nous demeurerons à l'affût de toute autre baisse durable de la juste valeur de cette participation et l'ampleur de toute charge de dépréciation future dépendra de l'issue des évaluations effectuées à la date de clôture visée.

La juste valeur de la participation de TC Énergie dans Coastal GasLink LP au 30 juin 2023 a été estimée au moyen d'un modèle des flux de trésorerie actualisés sur 40 ans conforme à l'évaluation de la juste valeur effectuée au 31 décembre 2022. Se reporter à nos états financiers consolidés de 2022 pour un complément d'information.

Le risque maximal de perte afférent à notre participation dans Coastal GasLink LP, une entité de détenteurs de droits variables (« EDDV »), au 30 juin 2023, s'élevait à 2,3 milliards de dollars. Notre risque maximal de perte correspond à la perte maximale qui pourrait être inscrite dans le résultat net de périodes futures en raison de nos droits variables dans une EDDV. TC Énergie est tenue contractuellement de financer les coûts en capital nécessaires à l'achèvement du gazoduc Coastal GasLink, lesquels sont estimés à 2,3 milliards de dollars après le 30 juin 2023, au moyen d'apports de capitaux propres supplémentaires à Coastal GasLink LP, sous réserve de la répartition définitive des coûts entre les partenaires de Coastal GasLink LP. L'établissement de notre risque maximal de perte nécessite une estimation du coût en capital nécessaire à l'achèvement.

Dépréciation des actifs à long terme et de l'écart d'acquisition

L'écart d'acquisition fait l'objet d'un test de dépréciation une fois l'an, ou plus fréquemment si des événements ou des changements de circonstances indiquent qu'il pourrait y avoir une baisse de la valeur. Nous pouvons d'abord faire une évaluation fondée sur des facteurs qualitatifs. Si nous déterminons qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, nous soumettons alors l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif.

Dans le cadre du processus menant à la vente de la participation de 40 % dans Columbia Gas et Columbia Gulf, la direction a soumis l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif en ce qui a trait à l'unité d'exploitation Columbia Pipeline Group, Inc. (Columbia) en date du 30 juin 2023. Se reporter à la rubrique « Faits récents – Gazoducs – États-Unis » pour obtenir des précisions sur cette transaction de vente.

Pour obtenir la juste valeur utilisée dans le cadre du test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition relativement à l'unité d'exploitation Columbia, nous avons effectué une analyse des flux de trésorerie actualisés s'appuyant sur des prévisions des flux de trésorerie futurs et nous avons appliqué un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque et un multiple de la valeur finale faisant appel à des estimations et des jugements importants. Il a été déterminé que la juste valeur de l'unité d'exploitation Columbia était supérieure à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Même si l'écart d'acquisition n'était pas déprécié, l'excédent de la juste valeur estimative sur la valeur comptable a été réduit à moins de 10 %. Il existe un risque que des réductions des prévisions des flux de trésorerie futurs ou des changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future d'une partie de l'écart d'acquisition se rapportant à Columbia.

Modifications comptables

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2022, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables » de nos états financiers consolidés condensés. Notre rapport annuel de 2022 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2023		2022				2021	
	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième
Produits	3 830	3 928	4 041	3 799	3 637	3 500	3 584	3 240
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	250	1 313	(1 447)	841	889	358	1 118	779
Résultat comparable	981	1 233	1 129	1 068	979	1 103	1 028	970
Données par action								
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,24 \$	1,29 \$	(1,42) \$	0,84 \$	0,90 \$	0,36 \$	1,14 \$	0,80 \$
Résultat comparable par action ordinaire	0,96 \$	1,21 \$	1,11 \$	1,07 \$	1,00 \$	1,12 \$	1,05 \$	0,99 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,93 \$	0,93 \$	0,90 \$	0,90 \$	0,90 \$	0,90 \$	0,87 \$	0,87 \$

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEURS

Les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre pour des raisons différentes selon le secteur. Outre les facteurs mentionnés ci-après, les produits et le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) de la société sont tributaires des fluctuations des taux de change, particulièrement à l'égard des activités libellées en dollars US et de l'exposition au peso mexicain de la société. Se reporter à la rubrique « Incidence du change » pour un complément d'information.

Dans les secteurs Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique, à l'exception des fluctuations saisonnières des débits à court terme des gazoducs aux États-Unis, les produits et le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) trimestriels sont d'ordinaire relativement stables au cours d'un même exercice. À long terme, ils fluctuent toutefois en raison :

- des décisions en matière de réglementation;
- des règlements négociés avec les clients;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des activités de commercialisation du gaz naturel et des prix des produits de base;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de certains ajustements de la juste valeur et des provisions pour pertes sur créances sur l'investissement net dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique.

Dans le secteur Pipelines de liquides, les produits et le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des décisions en matière de réglementation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de la demande de services de transport ne faisant pas l'objet de contrats;
- des activités de commercialisation des liquides et des prix des produits de base;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- des contrats de transport et des services de transport sur le marché au comptant;
- de certains ajustements de la juste valeur.

Dans le secteur Énergie et solutions énergétiques, les produits et le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des prix du marché pour le gaz naturel et l'électricité;
- des paiements de capacité et des prix de capacité;
- des activités de commercialisation et de négociation de la production d'électricité;
- des arrêts d'exploitation prévus et imprévus;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de certains ajustements de la juste valeur.

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE PAR TRIMESTRES

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne rendent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée. Sauf mention contraire, ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin.

Nous excluons des mesures comparables les gains et les pertes latent(e)s découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés dans nos activités de gestion des risques financiers et des risques liés au prix des produits de base. Ces instruments dérivés constituent généralement des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Nous excluons aussi des mesures comparables notre quote-part des gains et des pertes latent(e)s découlant des variations de la juste valeur des fonds investis par Bruce Power pour couvrir les avantages postérieurs à la retraite et les instruments dérivés liés à ses activités de gestion des risques. Ces variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2023 sont également exclus :

- une charge de dépréciation de 809 millions de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- un montant de 36 millions de dollars après impôts comptabilisé au titre de la charge d'assurance liée à l'incident survenu à la borne kilométrique 14;
- une charge de 25 millions de dollars, après impôts, au titre des coûts du projet Focus;
- une perte de change latente nette de 9 millions de dollars, après impôts, sur le prêt intersociétés libellé en pesos entre TCPL et TGNH;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- un recouvrement de 8 millions de dollars, après impôts, sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2023 sont également exclus :

- un recouvrement de 72 millions de dollars, après impôts, sur la provision pour pertes sur créances attendues au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 48 millions de dollars, après impôts, découlant de la décision initiale du juge administratif de la FERC afférente à Keystone rendue en février 2023 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des montants comptabilisés entre 2018 et 2022, qui se compose d'une charge non récurrente de 57 millions de dollars avant impôts et de frais financiers à payer de 5 millions de dollars avant impôts;
- une charge de dépréciation de 29 millions de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 4 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2022 sont également exclus :

- une charge de dépréciation de 2,6 milliards de dollars, après impôts, liée à notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Coastal GasLink LP;
- une provision pour pertes sur créances attendues de 64 millions de dollars, après impôts, au titre de l'investissement net de TGNH dans des contrats de location et de certains actifs sur contrats au Mexique;
- une charge de 20 millions de dollars, après impôts, liée à la décision de la REC afférente à Keystone rendue en décembre 2022 relativement à une plainte au sujet des tarifs qui concerne des tarifs pris en compte en 2021 et en 2020;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 8 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL;
- une charge nette de 5 millions de dollars, après impôts, afférente à la charge de dépréciation d'actifs liée à Keystone XL et autres en 2021 en raison d'un impôt minimum aux États-Unis, contrebalancée en partie par le gain sur la vente des actifs du projet Keystone XL et par une réduction de l'estimation au titre des obligations contractuelles et légales associées aux activités faisant suite à l'abandon;
- une charge d'impôts de 1 million de dollars découlant du règlement de questions liées à des avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2022 sont également exclus :

- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 3 millions de dollars après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2022 sont également exclus :

- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 3 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL;
- une charge d'impôts de 2 millions de dollars découlant du règlement de questions liées aux avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2022 sont exclus :

- une charge de dépréciation de 531 millions de dollars, après impôts, de l'écart d'acquisition au titre de Great Lakes;
- une charge d'impôts de 193 millions de dollars découlant du règlement de principe des questions liées aux avis de cotisation portant sur des années d'imposition antérieures au Mexique;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 5 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2021 sont également exclus :

- une réduction supplémentaire de 60 millions de dollars, après impôts, de la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL, déduction faite des recouvrements contractuels attendus et des autres obligations contractuelles et légales, faisant suite à l'abandon du projet d'oléoduc Keystone XL;
- un gain de 19 millions de dollars, après impôts, sur la vente de la participation résiduelle dans Northern Courier;
- des coûts de préservation et autres coûts au titre des actifs du projet d'oléoduc Keystone XL de 10 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs de Keystone XL;
- un gain de 7 millions de dollars, après impôts, lié aux ajustements des régimes de retraite dans le cadre du programme de départ volontaire à la retraite;
- une charge d'impôts supplémentaire de 6 millions de dollars se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui ont été vendues en 2020.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2021 sont également exclus :

- une charge de 55 millions de dollars, après impôts, se rapportant aux paiements de transition engagés dans le cadre du programme de départ volontaire à la retraite;
- des coûts de préservation et autres coûts de 11 millions de dollars, après impôts, qui ne pouvaient être pris en compte dans la charge de dépréciation d'actifs liée à l'oléoduc Keystone XL.